

Untersuchungen zum Spannungseinfluss auf die Fluiddurchlässigkeiten von Rotliegend Tight Gas Sandsteinen

Dissertation zur Erlangung des Doktorgrades
der Ingenieurwissenschaften

vorgelegt von
Dipl.-Geophys. Daniel Albrecht
aus Papenburg

genehmigt von der
Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Clausthal

Tag der mündlichen Prüfung:
01.07.2015

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.dnb.de> abrufbar.

Bibliographic information published by the Deutsche Nationalbibliothek

The Deutsche Nationalbibliothek lists this publication in the Deutsche Nationalbibliografie; detailed bibliographic data are available in the Internet at <http://dnb.dnb.de>.

Vorsitzender der Promotionskommission: Univ. Prof. Dr. Hans-Jürgen Gursky
Hauptberichterstatte: Univ. Prof. em. Dr. mont. Günter Pusch
Berichterstatte: Apl. Prof. Dr.- Ing. habil. Michael Z. Hou

Dissertation Clausthal 2015

D 104

© **PAPIERFLIEGER VERLAG** GmbH, Clausthal-Zellerfeld, 2015
Telemannstraße 1 · 38678 Clausthal-Zellerfeld
www.papierflieger.eu

Urheberrechtlich geschützt, alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Wege (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2015

ISBN 978-3-86948-456-3

Danksagung

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr. mont. Günter Pusch für die geduldige Betreuung dieser Arbeit und die fachlichen Anregungen. Herrn Prof. Dr.-Ing. Michael Hou danke ich für die Übernahme des Zweitgutachtens.

Für fachliche Diskussionen und Unterstützung bedanke ich mich bei Herrn Dr.-Ing. Viktor Reitenbach. Herrn Dr.-Ing. Rüdiger Meyn und Frau Elke Hermann danke ich für die Durchführung der NMR-Messungen. Mein Dank gilt ebenso Herrn Manfred Stövesand für die technische Unterstützung, insbesondere beim Bau der Permeabilitätsmesszellen. Desweiteren danke ich meinen Kollegen für die vielen anregenden Gespräche und die freundliche Zusammenarbeit. Schließlich danke ich meiner Familie und der „Mensa-Runde“ für die moralische Unterstützung.

Zusammenfassung

Unkonventionelle Gaslagerstätten spielen eine zunehmend wichtigere Rolle bei der Energieversorgung. Tight Gas stellt einen bedeutenden Teil der Gruppe der unkonventionellen Gasvorkommen dar. Zur wirtschaftlichen Förderung solcher Gaslagerstätten ist eine möglichst große vernetzte Kluft- bzw. Rissoberfläche notwendig, die in der Regel durch Fracking-Maßnahmen hergestellt wird. Die Durchlässigkeit ist in solchen Fließsystemen stark spannungssensitiv. Das führt bei der Gasproduktion durch die damit einhergehende Absenkung des Porendrucks und die Zunahme der effektiven Spannung zu einer drastischen Abnahme der Förderraten. Um das Förderverhalten einer Tight Gas Lagerstätte gut prognostizieren zu können ist es notwendig zu wissen, wie sich diese Faktoren auf die Fließeigenschaften auswirken. In einem umfangreichen Messprogramm wurden daher an Gesteinsproben aus einer norddeutschen Tight Gas Lagerstätte die Auswirkungen von Spannung, Porendruck und Sättigungszustand auf die Fluiddurchlässigkeiten untersucht. Dazu wurde ein Permeabilitätsmessstand aufgebaut, der Permeabilitätsmessungen unter kontrollierten Axial- und Radialspannungen und Porendrücken erlaubt. Daneben wurde der Zusammenhang mit dem Porenraumvolumen untersucht und NMR-Messungen, Kapillardruckmessungen und Messungen zur Bestimmung gesteinsmechanischer Parameter zur allgemeinen Charakterisierung des Gesteins durchgeführt.

Das untersuchte Gestein zeigte unter isostatischen Spannungsbedingungen sowohl bei den Permeabilitäts- als auch bei den Porositätsmessungen ein visko-elastisches Deformationsverhalten. Das Verhältnis Porosität zu Permeabilität blieb bei wechselnder Spannung konstant und entspricht dem für norddeutsche Rotliegend Sandsteine zu erwartenden Trend. Die Permeabilität nimmt mit zunehmender Spannung um mehrere Größenordnungen ab. Der Porendruck wirkt dabei der totalen Spannung entgegen. Der Biot-Koeffizient, also der Anteil mit dem der Porendruck gegen die totale Spannung wirkt, ist dabei nicht konstant, sondern lässt sich als Funktion von Porendruck und totaler Spannung beschreiben. Bei rekompaktierten Plugs, d. h. Plugs, die vor der Permeabilitätsmessung über einen längeren Zeitraum belastet werden, ist die Permeabilitätsabnahme weniger stark ausgeprägt. Durch die Rekompaktion werden Auflockerungen und Mikrorisse geschlossen, die durch die Vorgeschichte der Gesteinsproben, im Wesentlichen die Kernnahme, Lagerung und das Ausbohren der Plugs, entstanden sind. Werden diese Effekte und die Wirkung des Porendrucks berücksichtigt, ist der Spannungseinfluss weniger stark ausgeprägt. Allerdings hat die Wassersättigung einen starken Einfluss auf die Fluiddurchlässigkeiten. Im vollgesättigten Zustand erreichen die Plugs nur etwa ein Zehntel der absoluten Permeabilität. Bei Restwassersättigung liegt die Durchlässigkeit für Gas zwischen den Werten der absoluten Permeabilität und der spezifischen Wasserpermeabilität. Die daraus abgeleiteten relativen Gaspermeabilitäten am Endpunkt liegen über den für nordamerikanische Sandsteine gefundenen Werten. Als Ursache für dieses abweichende Verhalten kommt der Tonmineralanteil in Frage.

Aus den Messergebnissen wurden Korrelationsfunktionen abgeleitet, die es erlauben, aus Basisdaten Permeabilitäten für in-situ Spannungszustände und verschiedene Sättigungszustände zu berechnen. Die im Rahmen dieser Arbeit gemessenen Daten und die daraus abgeleiteten Korrelationsfunktionen wurden zusammen mit Daten und Korrelationen aus frei verfügbaren Quellen in einen Rock Data Catalog (RDC) implementiert. Der RDC wurde als Werkzeug zur Unterstützung der Modellierung und Simulation von Tight Gas Lagerstätten entwickelt.

Abstract

Unconventional gas reservoirs play an increasingly important role for the energy supply. Tight gas is a significant part of the unconventional deposits. For the economic production of such gas reservoirs the greatest possible connected surface of fractures and cracks is necessary, which is generally created by fracking techniques. The permeability in such a flow system is strongly stress sensitive. This leads during the gas production due to the associated decrease of the pore pressure and the increase of the effective stress to a substantially decline of the production rate. To be able to make good predictions of the production behavior of a tight gas reservoir it is necessary to know, how these factors influence the flow properties. Therefore, an extensive measurement program has been carried out on rock samples from a north-german tight gas reservoir to investigate the influence of stress, pore pressure and saturation state on permeabilities. In addition the relationship with the pore space volume was investigated and NMR-measurements, capillary pressure measurements and measurements for determining rock mechanical parameters performed for a general characterization of the rock material.

The investigated rock showed under isostatic stress conditions a visco-elastic deformation behavior in the permeability measurements as well as in the porosity measurements. The relationship between porosity and permeability stayed constant under changing stress and corresponds to the trend expected for north-german Rotliegend sandstones. The permeability decreases with increasing stress in the order of several magnitudes. The pore pressure hereby counteracts the total stress. The Biot coefficient, which gives the amount with which the pore pressure counteracts the total stress, is thereby not a constant but can be expressed as function of pore pressure and total stress. On recompacked plugs, i. e. plugs which have been pressurized over some time before the permeability measurement, the permeability decline is less pronounced. Due to the recompaction decompactions and micro-fissures are closed, which result from the history of the rock samples, mainly the core probing, storing and plug drilling. If these effects and the influence of pore pressure are taken into account, the stress dependency is less pronounced. However, water saturation has a strong influence on the fluid flow properties. In fully saturated state the permeability of the plugs is only a tenth of the absolute permeability. At residual water saturation the values for the effective permeability for gas lie between the values for the absolute permeability and the specific water permeability. The relative permeabilities at the end-point derived from this are higher than the values found for north-american sandstones. The reason for the different behaviour could be caused by the different content of clay minerals.

From the results of the measurements correlation functions were derived, which enable to calculate permeabilities for in-situ stress conditions and different saturation states from basic data. The data measured in the framework of this thesis and the correlation functions derived from this data have been implemented together with data and correlations from open sources in a Rock Data Catalog (RDC). The RDC has been developed as tool to support modelling and simulation of tight gas reservoirs.

Inhalt

1	Einführung	9
1.1	Motivation und Ziele	9
1.2	Grundlagen	10
1.2.1	Definition Tight Gas	10
1.2.2	Fließprozesse im Gestein.....	13
1.2.3	Deformationsverhalten und gesteinsmechanische Parameter.....	15
1.2.4	Spannungszustände.....	17
1.3	Stand der Forschung.....	22
2	Labormessungen	29
2.1	Verwendetes Kernmaterial	29
2.2	Messmethoden.....	32
2.2.1	Porositätsmessungen	32
2.2.2	Permeabilitätsmessungen	33
2.2.3	Kapillardruckmessungen	36
2.2.4	NMR-Messungen	38
2.2.5	Gesteinsmechanische Parameter/Wellengeschwindigkeiten.....	39
3	Ergebnisse der Messungen.....	40
3.1	Grundlegende Eigenschaften der Rotliegend Sandsteinproben	40
3.1.1	Petrophysikalische Eigenschaften	40
3.1.2	Einfluss der Wassersättigung auf die Durchflusseigenschaften.....	48
3.1.3	Geomechanische Eigenschaften und Einfluß der Spannung auf das Porenraumvolumen.....	51
3.2	Einfluss von Spannung auf die Fluiddurchlässigkeiten.....	53
3.2.1	Bestimmung einer allgemeinen Korrelationsfunktion	53
3.2.2	Korrelationen für den vollständig wassergesättigten Zustand und den restwassergesättigten Zustand	55
3.2.3	Abhängigkeit der Permeabilität vom Belastungszyklus	58
3.2.4	Einfluss des Porendrucks auf die effektive Spannung.....	60
3.2.5	Zusammenfassung der für die Permeabilitäten ermittelten Korrelationsfunktionen ..	66
3.2.6	Weitere Korrelationen.....	67
3.3	Beziehung von Porosität und Permeabilität unter Spannungseinfluß	69
4	Anwendung: Gesteinsdatenbank „Rock Data Catalog“	71

4.1	Ziel und Konzept des Rock Data Catalog	71
4.1.1	Rock Database	72
4.1.2	Correlation Module	73
4.2	Anwendungsbeispiel	75
5	Diskussion und Schlussfolgerungen	79
	Symbole und Abkürzungen	85
	Abbildungsverzeichnis	88
	Tabellenverzeichnis	92
	Literaturverzeichnis	93
	Anhang I – Messdaten	97
	Anhang II – Formeln und Funktionen des Correlation Module.....	117

1 Einführung

1.1 Motivation und Ziele

Erdöl- und Erdgaslagerstätten sind in der Regel an speicherfähige, durchlässige Sedimentschichten gebunden, deren Strukturen oder Stratigraphie sogenannte Fallen bilden, in die Kohlenwasserstoffe aus dem Muttergestein migrieren und aus denen die Rohstoffe nicht entweichen konnten. Sie werden als konventionelle Lagerstätten bezeichnet. Daneben kann Erdgas aber auch am Gestein adsorptiv gebunden vorkommen (Kohle, Schiefergestein). Diese Form wird als unkonventionell angesprochen. Tight Gas wird als Untergruppe der unkonventionellen Gasvorkommen betrachtet. Die Abgrenzung der unterschiedlichen Arten von Gaslagerstätten und die Abgrenzung und Charakterisierung von Tight Gas wird in Kapitel 1.2.1 vorgenommen.

Erdgas hat am weltweiten Primärenergieverbrauch einen Anteil von ca. 24 % (BGR, 2013). Bei den Ressourcen liegt Erdgas nach Kohle an zweiter Stelle der nicht-erneuerbaren Energieträger (Abbildung 1-1). Der größte Teil der verfügbaren Ressourcen liegt dabei im Bereich der unkonventionellen Erdgase, zu denen Tight Gas gerechnet wird.

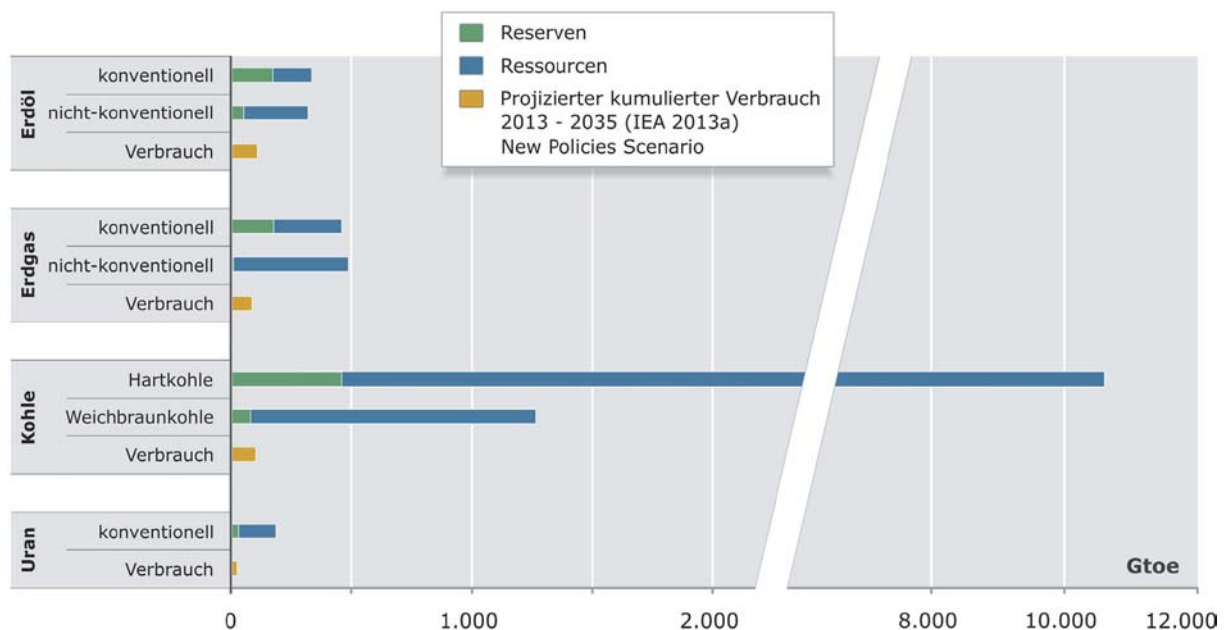


Abbildung 1-1: Angebotssituation (Reserven und Ressourcen) nicht-erneuerbarer Energierohstoffe Ende 2012 im Vergleich mit einem Bedarfsszenario der IEA (2013) bis 2035 (BGR, 2013).

Zur Deckung des Energiebedarfs spielen Gasvorkommen aus unkonventionellen Lagerstätten eine zunehmend wichtigere Rolle. Tight Gas Lagerstätten stellen einen bedeutenden Teil in der Gruppe der unkonventionellen Erdgasvorkommen dar.

Weltweit werden Gasreserven aus konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten auf ca. 196 Bill. m³ geschätzt. Die globalen Ressourcen aus unkonventionellen Lagerstätten liegen geschätzt bei 527 Bill. m³. Davon stammen 63 Bill. m³ aus Tight Gas Reservoirs (BGR, 2013). Abbildung 1-1 zeigt die Angebotssituation für Erdgas im Vergleich mit anderen Energieträgern.

In Deutschland findet sich Tight Gas hauptsächlich im norddeutschen Raum u. a. in Rotliegend Sandsteinschichten, typischerweise in Tiefen von 3000 – 5000 m.

Das in Tight Gas Lagerstätten gespeicherte Gas wandert im Speichergestein bis zu den Klüften und Rissen, durch die der Gasstrom zur Produktionsbohrung erfolgt. Dazu ist eine möglichst große vernetzte Kluft- bzw. Rissoberfläche notwendig. Die Durchlässigkeit des dichten Gesteins für Gas ist hierbei sehr sensitiv gegenüber Spannungsänderungen. Durch Gasförderung sinkt der Porendruck in der Lagerstätte ab, wodurch die effektive Spannung zu- und die Permeabilität abnimmt. Neben der Spannungsabhängigkeit hat auch die Wassersättigung im Gestein wesentlichen Einfluss auf die Durchlässigkeiten.

Um das Förderverhalten einer Tight Gas Lagerstätte prognostizieren zu können ist es daher notwendig, die Veränderung der Fließeigenschaften möglichst genau zu kennen. Daten aus Labormessungen berücksichtigen allerdings häufig nicht die Spannungsbedingungen, die in der Lagerstätte herrschen und sind für die Modellierung und Simulation nur eingeschränkt geeignet.

Daher wurden in einem umfangreichen Messprogramm Gesteinsproben aus einer norddeutschen Tight Gas Lagerstätte mit verschiedenen Messmethoden untersucht, um unter anderem den Einfluss von Spannungszuständen auf das Gestein bzw. dessen Fluiddurchlässigkeiten und deren Änderungen unter wechselnden Spannungsbedingungen zu analysieren und qualitativ und quantitativ zu beschreiben. Geologische und mineralogische Untersuchungen an Proben aus norddeutschen Tight Gas Lagerstätten wurden bereits in früheren Arbeiten durchgeführt (vgl. Kapitel 1.3). Zur weiteren petrophysikalischen Charakterisierung wurden auch Kapillareigenschaften und das Kompaktionsverhalten des Gesteins untersucht. Ziele der Messungen waren unter anderem, Korrelationsfunktionen zu entwickeln, die es ermöglichen, unter Laborbedingungen gemessene Daten für in-situ Bedingungen umzurechnen und die Änderungen der Permeabilitäten während förderungsbedingter Spannungsänderungen quantitativ zu beschreiben.

Ein Teil der Untersuchungen erfolgte im Rahmen des DGMK Projektes 593-9/4 „Erarbeitung eines computergestützten Rock Data Katalogs für Gasformationen“. Ein Ziel dieses Projektes war neben den Labormessungen auch die Entwicklung eines Gesteinsdatenkatalogs. Diese Datenbank enthält einerseits Gesteinsdaten aus eigenen Messungen und anderen Quellen und andererseits aus den Messungen gewonnen Korrelationsfunktionen, aber auch Korrelationen aus der Literatur. Der Rock Data Katalog (RDC) soll als Werkzeug für die Modellierung und Simulation von Tight Gas Lagerstätten dienen.

1.2 Grundlagen

1.2.1 Definition Tight Gas

Erdgaslagerstätten werden unterschieden in konventionelle und unkonventionelle Lagerstätten. Tight Gas stellt dabei einen Teilbereich der unkonventionellen Lagerstätten dar (Abbildung 1-2). Die Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e. V. (DGMK) definiert als „Tight Gas Lagerstätten“ Erdgasreservoirs mit effektiven Gaspermeabilitäten unter 0.6 mD (DGMK Webseite, 2010 laut Khlaifat, 2011). In den USA ist seit den 70er Jahren per Definition ein Tight Gas Reservoir eine Gaslagerstätte mit einer erwarteten Gaspermeabilität von weniger als 0.1 mD (Holditch, 2006). Diese Definitionen haben nur eine begrenzte Aussagekraft, da nicht festgelegt ist,

wie und unter welchen Bedingungen die Permeabilität als Referenzwert bestimmt wird. Holditch (2006) hält es daher für besser, eine Tight Gas Lagerstätte unabhängig von einem festen Grenzwert zu definieren als „a reservoir that cannot be produced at economic flow rates nor recover economic volumes of natural gas unless the well is stimulated by a large hydraulic fracture treatment or produced by use of a horizontal wellbore or multilateral wellbores“.

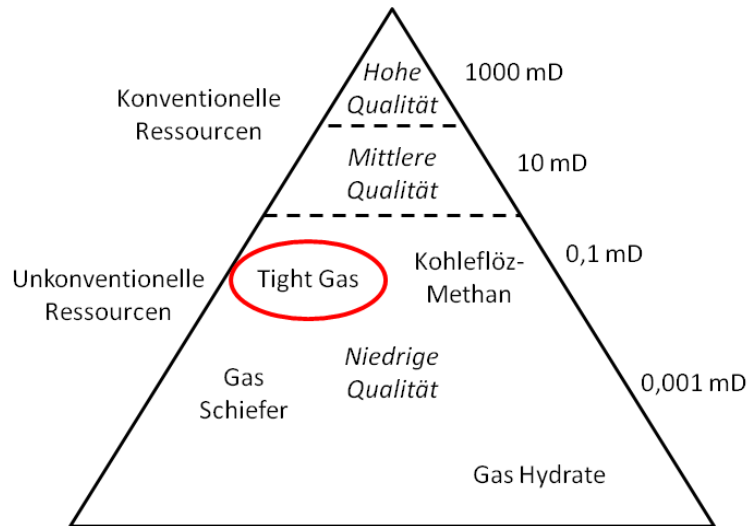


Abbildung 1-2: Ressourcen-Dreieck für Erdgas (modifiziert nach Holditch, 2006).

Erdgasförderung aus Tight Gas Reservoiren erfordert höheren technischen und finanziellen Aufwand als die Förderung konventioneller Lagerstätten. Die vorhandenen Ressourcen sind dafür deutlich größer als in konventionellen Lagerstätten. Im Gegensatz zu konventionellen Lagerstätten in strukturellen oder stratigraphischen Fallen sind unkonventionelle Lagerstätten nicht räumlich scharf begrenzt und können sich über weite Bereiche in Sedimentbecken erstrecken (vgl. Abbildung 1-3) (Andruleit, 2010). Die Förderung unkonventioneller Erdgaslagerstätten bedarf in der Regel technischer Maßnahmen zur Verbesserung des Gasflusses zur Produktionsbohrung. Fracking ist hierbei eine gebräuchliche Maßnahme zur Stimulierung, also zur Erzeugung künstlicher Risse als Fließwege für das Gas.

Tight Gas Vorkommen liegen vor allem in Sandstein- und Karbonatschichten. Schiefergas findet sich dagegen in Tonstein, das sowohl das Mutter-, als auch das Speichergestein darstellt. In Tight Gas Lagerstätten erfolgt die Gasspeicherung nahezu ausschließlich in Poren und Klüften, während bei Schiefergas und Kohleflözgas bis zu 100 % des Gases adsorptiv an das organische Material gebunden sind (Andruleit, 2010).

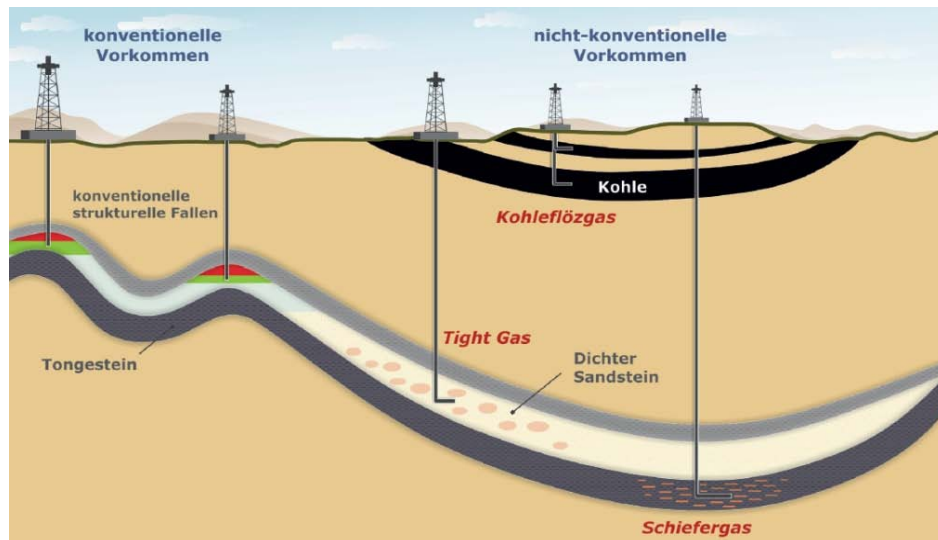


Abbildung 1-3: Schematisches Beckenprofil mit konventionellen und unkonventionellen Erdgaslagerstätten (Andruleit, 2010).

Die Poren von Tight Gas Gesteinen sind im Gegensatz zu konventionellem Gestein nur schlecht durch sehr enge Kapillaren verbunden (vgl. Abb. 1-4; Naik, 2010). Die Kornoberflächen sind häufig von Tonmineralrasen überzogen, die mit zu den schlechten hydraulischen Eigenschaften beitragen.

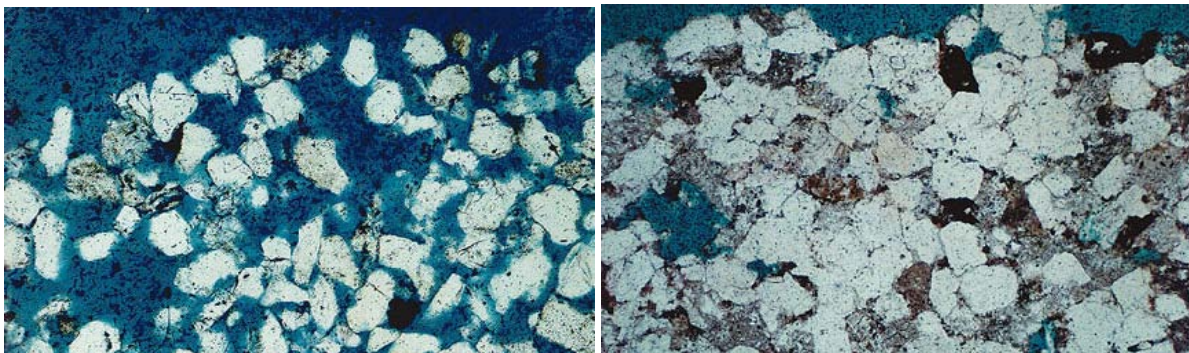


Abbildung 1-4: Eingefärbte Dünnschliffe aus einem konventionellem Sandsteinreservoir (links) und einem Tight Gas Sandstein (rechts) (Naik, 2010).

Eine Besonderheit von Tight Gas Lagerstätten ist der im Vergleich zu konventionellen Lagerstätten starke Einfluss von Spannungen auf die Fluiddurchlässigkeiten und die starke Abhängigkeit der Permeabilität von der Sättigung. In konventionellem Gestein sind sowohl die Wasser-, als auch die Gasphase über einen weiten Sättigungsbereich mobil. In dichtem Gestein können dagegen über einen großen Sättigungsbereich, dem sogenannten „Permeability Jail“, weder Gas- noch Wasserphase fließen. Abbildung 1-5 zeigt den Zusammenhang zwischen relativen Permeabilitäts- und Kapillardruckkurven von Tight Gas im Vergleich zu konventionellen Lagerstätten (Shanley et al., 2004).

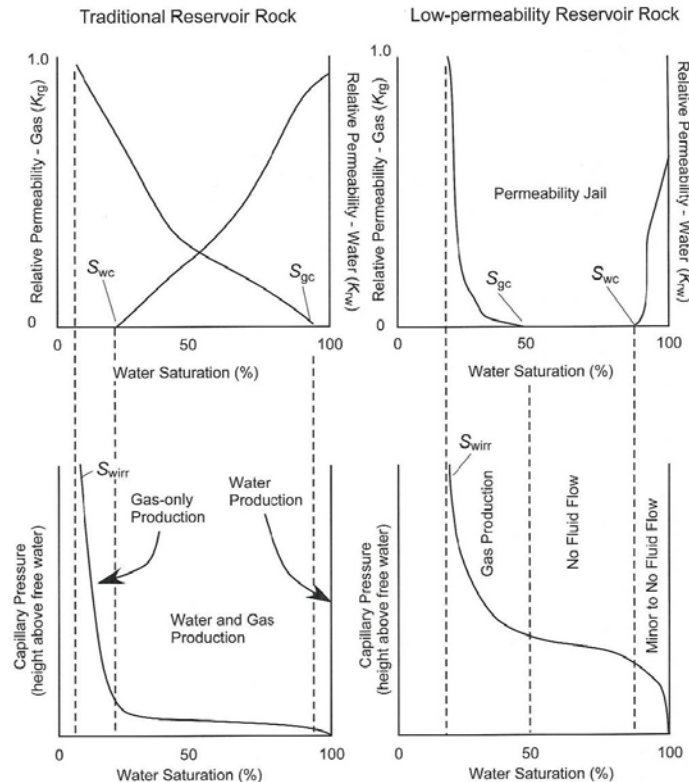


Abbildung 1-5: Schematische Kapillardruckkurven und relative Permeabilitätsfunktionen für konventionelle und Tight Gas Lagerstätten (Shanley et al., 2004).

1.2.2 Fließprozesse im Gestein

Der maßgebliche Parameter zur Beschreibung von Fließprozessen in Gestein ist die Permeabilität. Die Permeabilität ist ein Maß für die Durchlässigkeit des Gesteins für Fluide. Für inkompressible Fluide ist der Volumenstrom Q proportional zum Druckgradienten Δp über die Länge L des durchströmten Körpers und der durchströmten Fläche A und umgekehrt proportional zur Viskosität des Fluids μ_f . Der Proportionalitätsfaktor ist dabei die Permeabilität k .

$$Q = \frac{k \cdot A \cdot \Delta p}{\mu_f \cdot L} \quad [1-1]$$

Diese Gesetzmäßigkeit wurde bereits im 19. Jahrhundert von Darcy empirisch ermittelt und stellt eine spezielle Lösung der Navier-Stokes-Gleichung dar.

Voraussetzungen für die Gültigkeit dieser Gleichung sind:

- Der Fluss ist einphasig, es bewegt sich also nur ein Fluid im Porenraum.
- Die Strömung ist stationär, d. h. der Druckgradient über die Zeit ist konstant.
- Die Strömung ist laminar, es treten keine Turbulenzen auf.
- Es finden keine Wechselwirkungen zwischen dem Fluid und dem durchströmten Gestein statt.
- Gravitative und Trägheitskräfte sind vernachlässigbar.

Für kompressible Medien, z. B. Gas, ändert sich der Volumenstrom mit dem Druck. Das Produkt aus Volumenstrom an einem Messpunkt i und dem an diesem Punkt herrschendem Druck p_i ist konstant

und an jedem Punkt gleich. Damit ist der Quotient aus Fließrate am Ausgang q_o und mittlerer Fließrate Q gleich dem Quotienten aus mittlerem Druck $((p_e + p_o)/2)$ und Druck am Ausgang p_o .

$$\frac{q_o}{Q} = \frac{p_e + p_o}{2} \cdot \frac{1}{p_o} \quad [1-2]$$

Damit ergibt sich mit Gleichung 1-1 und $\Delta p = p_e - p_o$:

$$q_o = \frac{k \cdot A \cdot (p_e^2 - p_o^2)}{2 \cdot \mu_g \cdot L \cdot p_o} \quad [1-3]$$

Also lässt sich die Permeabilität für Gas k_g aus der Fließrate q_o , der Länge L des Plugs, der Viskosität des Fluids μ_g , dem Eingangs- und Ausgangsdruck p_e und p_o und der durchströmten Fläche A berechnen (siehe z.B. Torsaeter & Abtahi, 2003):

$$k_g = \frac{2 \cdot q_o \cdot L \cdot \mu_g \cdot p_o}{A \cdot (p_e^2 - p_o^2)} \quad [1-4]$$

In dieser Arbeit werden folgende Begriffe zur Bezeichnung von Fluiddurchlässigkeiten verwendet:

- (Spannungsabhängige) absolute Permeabilität
- Basispermeabilität
- Effektive Endpunkt-Gaspermeabilität
- Spezifische Wasserpermeabilität
- Relative Permeabilität

Die absolute Permeabilität ist eine Eigenschaft des Gesteins und unabhängig vom Fluid, welches das Gestein durchströmt. In dieser Arbeit wurde die absolute Permeabilität mit Stickstoff als Messgas an trockenen Plugs bestimmt. Der Einfluss der Gleitströmung wurde nach Klinkenberg korrigiert. Der minimale technisch notwendige Umschließungsdruck bei diesen Messungen betrug 3 MPa. Die bei diesem Druck gemessenen absoluten Permeabilitäten werden in dieser Arbeit als Basispermeabilität bezeichnet. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass andere Labore zum Teil andere Umschließungsdrücke beim Messen der Basispermeabilität verwenden. In Unterscheidung dazu werden die bei beliebigen Druckbedingungen mit Stickstoff an trockenen Plugs gemessenen Permeabilitäten als spannungsabhängige absolute Permeabilitäten bezeichnet.

Die effektive Permeabilität bezeichnet die Durchlässigkeit des Gesteins für ein bestimmtes Fluid in Anwesenheit eines oder mehrerer weiterer Fluide im Porenraum deren Anteil mindestens so groß wie die minimale, d. h. nichtreduzierbare, Sättigung ist. Diese Permeabilität ist von dem Sättigungsgrad abhängig. In dieser Arbeit wurden effektive Permeabilitäten bei Restwassersättigung gemessen. Diese Permeabilität wird im Folgenden als effektive Endpunkt-Gaspermeabilität bezeichnet.

Als spezifische Permeabilität wird die Permeabilität bezeichnet, die mit einem bestimmten Fluid gemessen wurde, ohne dass ein weiteres Fluid im Gestein vorliegt (siehe z. B. Monicard, 1980). In dieser Arbeit wurden spezifische Permeabilitäten für Wasser bestimmt.

Wenn die oben genannten Voraussetzungen erfüllt sind, sollten die mit 100 % Wassersättigung gemessenen Permeabilitäten mit den an trockenen Plugs mit Gas gemessenen Permeabilitäten übereinstimmen. Bei Tight Gas Sandsteinen wurde jedoch beobachtet, dass die spezifischen Wasserpermeabilitäten zum Teil deutlich unter den Gaspermeabilitäten liegen (Jones & Owens, 1980). Dies ist durch den Tongehalt der Plugs bedingt.

Die relative Permeabilität eines Fluids ist der Quotient aus der effektiven Permeabilität dieses Fluids und der absoluten Permeabilität (Referenzwert).

Bei der Messung von Permeabilitäten mit Gas tritt eine molekulare Gleitströmung entlang der Porenwände auf, die vom Verhältnis der mittleren freien Weglänge zum Porenradius abhängig ist. Dadurch ist die gemessene Durchlässigkeit nicht konstant, sondern abhängig von Druck, Temperatur und Art des Gases (Rieckmann, 1970). Nach Klinkenberg (1941) gilt für die nach Darcy berechneten Permeabilitäten k_g :

$$k_g = k_a \cdot \left(1 + c \cdot \frac{\lambda}{r}\right) \quad [1-5]$$

Dabei ist c ein Proportionalitätsfaktor, λ die mittlere freie Weglänge, r der mittlere Porenradius und k_a die Permeabilität für λ gegen Null. Da r konstant und λ umgekehrt proportional zum mittleren Druck p_m ist gilt:

$$k_g = k_a \cdot \left(1 + \frac{b}{p_m}\right) \quad [1-6]$$

Die Konstante b ist dabei der sogenannte Klinkenbergfaktor. Die in dieser Arbeit angegebenen, mit Gas gemessenen absoluten Permeabilitäten sind grundsätzlich Klinkenberg korrigierte Werte.

1.2.3 Deformationsverhalten und gesteinsmechanische Parameter

Bei Verformung lässt sich zwischen elastischem, viskosem und plastischem Verhalten unterscheiden. Bei elastischer Verformung ist der Zusammenhang zwischen Spannung und Dehnung linear. Ein ideal elastischer Körper lässt sich mit dem Hookeschen Gesetz beschreiben (Gleichung 1-7). Die auftretende Verformung ε ist proportional zur auf den Körper einwirkenden Spannung σ . Der Elastizitätsmodul E ist dabei der Proportionalitätsfaktor. Die Verformung erfolgt unmittelbar, also ohne zeitliche Verzögerung, mit der Spannungseinwirkung. Die Verformung ist reversibel, d. h. mit nachlassender Spannungseinwirkung bildet sich die Verformung unmittelbar und vollständig zurück.

$$\sigma = E \cdot \varepsilon \quad [1-7]$$

Wenn sich die Probe auch quer zur Richtung der einwirkenden Spannung dehnen kann, tritt neben der Dehnung in Spannungsrichtung auch eine Querdehnung auf. Die Poissonzahl ν gibt das Verhältnis dieser lateralen Dehnung zur axialen Dehnung an. Bei den meisten Gesteinen liegen die Poisson-Zahlen zwischen 0.15 und 0.25 (Trautwein, 2005). Aus dem Elastizitätsmodul und der Poissonzahl lassen sich weitere gesteinsmechanische Parameter berechnen (Schön, 1998). Der Kompressionsmodul K beschreibt, welche Volumenänderung bei einer bestimmten Druckänderung auftritt. Der Kehrwert des Kompressionsmoduls ist die Kompressibilität.

$$K = \frac{E}{3 \cdot (1 - 2 \cdot \nu)} \quad [1-8]$$

Ein ideal viskoser Körper verformt sich im Gegensatz zum elastischen Körper irreversibel, d. h. eine entstandene Verformung bleibt auch nachdem keine Spannung mehr auf den Körper wirkt bestehen. Die Verformung tritt hierbei mit einer zeitlichen Verzögerung auf. Die einwirkende Spannung ist proportional zur Scherrate. Der Proportionalitätsfaktor hierbei ist die dynamische Viskosität.

Ein ideal plastischer Körper beginnt sich erst zu Verformen, wenn die einwirkende Spannung die Fließgrenze überschreitet. Die dann eintretende Verformung ist irreversibel. Die zeit- und temperaturabhängige plastische Verformung unter Einwirkung einer Spannung wird auch als Kriechen bezeichnet.

Elastische bzw. viskose Körper lassen sich in ihrem Verformungsverhalten als Feder (auch als Hooke-Element bezeichnet) bzw. Dämpfer (sogenanntes Newton-Element) darstellen. Zur Modellierung von viskoelastischem Verhalten lassen sich Hooke-Elemente und Newton-Elemente kombinieren.

Abbildung 1-6 zeigt verschiedene Verformungsmodelle für elastisches, viskoses und viskoelastisches Verhalten. Die in dieser Arbeit untersuchten Sandsteinproben entsprachen in ihrem Verformungsverhalten einem Zener-Element (siehe Abbildung 1-6, (f)). Wie im weiteren Verlauf dieser Arbeit gezeigt wird, traten bei Belastung der Proben sowohl unmittelbare, als auch zeitlich verzögerte Verformungen auf, die jeweils weitestgehend reversibel waren. Abbildung 1-7 stellt schematisch das Verformungs- bzw. Dehnungsverhalten eines Zener-Elements bei Spannungseinwirkung dar. Bei Auftreten einer Spannung σ_0 stellt sich unmittelbar eine Verformung um den Betrag ε_0 (elastischer Anteil der Verformung) ein. Die weitere Verformung (der viskose Anteil) erfolgt zeitlich verzögert. Lässt die Spannung nach bildet sich der elastische Anteil der Verformung unmittelbar zurück, während sich der viskose Anteil mit einer zeitlichen Verzögerung zurückbildet, bis die Ausgangssituation wieder erreicht ist.

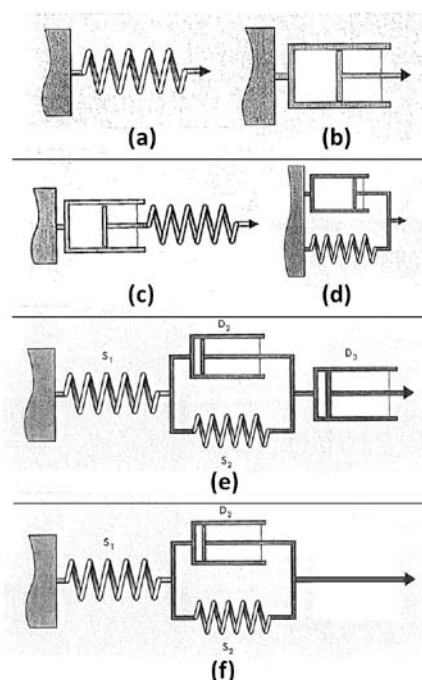


Abbildung 1-6: Verformungsmodelle: (a) Hooke, (b) Newton, (c) Maxwell, (d) Kelvin/Voigt, (e) Burgers, (f) Zener (modifiziert nach Mezger, 2007).

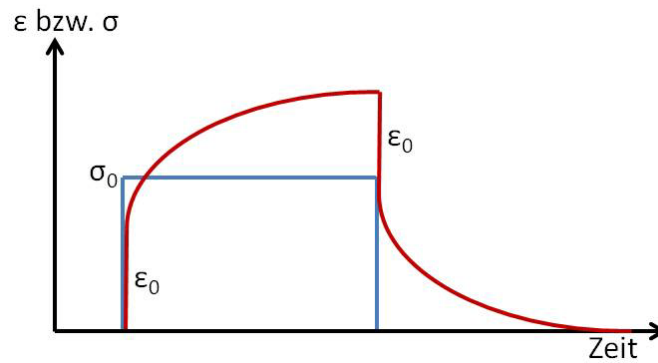


Abbildung 1-7: Verformungsverhalten eines Zener-Elements. Die blaue Linie stellt die einwirkende Spannung dar, die rote Linie die Verformung (Dehnung) des Körpers über die Zeit.

Die Verformung des Gesteins bzw. eines Plugs ist nur bis zu einer bestimmten deviatorischen Belastung, d. h. bis zu einer bestimmten Differenz zwischen Vertikal- und Horizontalspannung, elastisch. Bei einer deviatorischen Belastung über diesen Bereich hinaus findet eine dilatante Verformung statt, die zunächst zu einer Verbesserung der Fließeigenschaften führt, wie z. B. von Hoppe (2005) beschrieben wird (vgl. Kapitel 1.3). Eine weitere Erhöhung der Differenz zwischen Vertikal- und Horizontalspannung führt zu visko-plastischer Verformung bis hin zum Bruch des Gesteins (siehe Kapitel 1.2.4).

1.2.4 Spannungszustände

Die Spannungszustände in der Lagerstätte haben bei dichtem Gestein einen wesentlichen Einfluss auf das Fließverhalten und damit die Förderbarkeit der Kohlenwasserstoffe. Der Spannungszustand in ein-dimensionaler Betrachtung wird durch die Gesteinsspannung und den entgegenwirkenden Porendruck bestimmt. Terzaghi formulierte das Konzept der effektiven Spannung σ_{eff} als Differenz zwischen totaler Spannung σ_{tot} und Porendruck p :

$$\sigma_{eff} = \sigma_{tot} - p \quad [1-9]$$

Die totale Spannung ergibt sich hierbei aus dem Auflastdruck des überlagernden Gebirges mit einer mittleren Dichte ρ_{Rock} :

$$\sigma_{tot} = \rho_{Rock} \cdot TVD \cdot g \quad [1-10]$$

TVD (Total Vertical Depth) ist hierbei die Teufe, in der diese Spannung herrscht bzw. die Mächtigkeit des überlagernden Gebirges, und g die Schwerebeschleunigung. Im Gestein wirkt der Porendruck nicht vollständig, sondern nur zu einem bestimmten Anteil gegen den Auflastdruck. Daher wurde von Biot die Gleichung [1-9] um den Biot-Koeffizienten α , der die Porendruckeffektivität wiedergibt, erweitert:

$$\sigma_{eff} = \sigma_{tot} - \alpha \cdot p \quad [1-11]$$

Gesteinsmechanisch wird der Biot-Koeffizient für elastisch-poröse Medien als Verhältnis zwischen der (elastischen) effektiven Porosität und der elastischen Volumenverzerrung (Hou, 2002) definiert oder als Quotient aus dem effektiven Kompressionsmodul K und dem Kompressionsmodul der

Gesteinsmatrix K_r bzw. aus der Kompressibilität der Gesteinsmatrix c_r und der effektiven Kompressibilität c_b (Tiab und Donaldson, 2004; Fjaer et al., 2008):

$$\alpha = \frac{\phi_{eff}}{\phi} = 1 - \frac{K}{K_r} = 1 - \frac{c_r}{c_b} \quad [1-12]$$

Der Biot-Koeffizient kann theoretisch Werte zwischen 0 und 1 annehmen. In unkonsolidiertem und weichem oder hochporösen Gestein kann α als 1 angenommen werden (Fjaer et al., 2008). Nach Fjaer et al. (2008) ist α größer als der Porenraumanteil des Gesteins. Für Sandstein liegen typische Werte zwischen 0.64 und 0.85 (Wang, 2000).

Die Wechselwirkung zwischen Spannung und Dehnung führt bei mehrdimensionalen Systemen infolge der Querdehnung zu mehrdimensionalen Spannungszuständen. In Gebieten ohne tektonische Kompression, zu denen Norddeutschland zählt, ist die Horizontalspannung kleiner oder gleich der Vertikalspannung.

Wirkt eine Kraft in Richtung x-Koordinate auf einen Körper, dann bewirkt die Spannung σ_x eine Stauchung $\varepsilon_x = \Delta l_x / l_x$ des Körpers, die sich nach dem Hookeschen Gesetz (Gleichung 1-7) berechnen lässt:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} \cdot \sigma_x \quad [1-13]$$

E ist hierbei der Elastizitätsmodul. Durch die Spannung wird der Körper zudem in y- und z-Richtung gedehnt. Das Verhältnis von Quer- zu Längsdehnung ist als Poisson-Verhältnis definiert:

$$\nu = - \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad [1-14]$$

Für isotropes Material, d. h. Material, bei dem die Eigenschaften richtungsunabhängig sind, gilt für die Beziehung zwischen Spannung und Dehnung (Fjaer et al., 2008):

$$\sigma_x = (\lambda + 2G) \cdot \varepsilon_x + \lambda \cdot \varepsilon_y + \lambda \cdot \varepsilon_z \quad [1-15]$$

$$\sigma_y = \lambda \cdot \varepsilon_x + (\lambda + 2G) \cdot \varepsilon_y + \lambda \cdot \varepsilon_z \quad [1-16]$$

$$\sigma_z = \lambda \cdot \varepsilon_x + \lambda \cdot \varepsilon_y + (\lambda + 2G) \cdot \varepsilon_z \quad [1-17]$$

Die Koeffizienten λ und G sind hierbei die sogenannten Lamé-Parameter. G wird im Allgemeinen als Scher- oder Schubmodul bezeichnet und ist ein Maß für die Widerstandsfähigkeit des Körpers gegen Scherung. Bei rein uniaxialer Belastung gilt $\sigma_y = \sigma_z = 0$. Damit ergibt sich aus den Gleichungen 1-15 – 1-17:

$$E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_x} = G \cdot \frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G} \quad [1-18]$$

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} = \frac{\lambda}{2(\lambda + G)} \quad [1-19]$$

Mit diesen beiden Gleichungen lassen sich die Dehnungen als Funktion der Spannungen ausdrücken:

$$E \cdot \varepsilon_x = \sigma_x - \nu \cdot (\sigma_y + \sigma_z) \quad [1-20]$$

$$E \cdot \varepsilon_y = \sigma_y - \nu \cdot (\sigma_x + \sigma_z) \quad [1-21]$$

$$E \cdot \varepsilon_z = \sigma_z - \nu \cdot (\sigma_x + \sigma_y) \quad [1-22]$$

Betrachten wir eine Gesteinsformation, die lateral eingespannt ist, bei der also keine horizontale Dehnung stattfindet. Es sei $\sigma_h = \sigma_y = \sigma_z$ die effektive Horizontalspannung und $\sigma_v = \sigma_x \geq \sigma_h$ die effektive Vertikalspannung und $\varepsilon_y = \varepsilon_z = 0$. Dann gilt nach Gleichung 1-20 – 1-21:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} \cdot \sigma_v \quad [1-23]$$

Die Poissonzahl ist hierbei diejenige für drainierte Bedingungen. Zu beachten ist, dass diese Beziehung zwischen Horizontal- und Vertikalspannung nur ohne Porendruck und unter den angenommenen Voraussetzungen gültig ist. Vorausgesetzt wird, dass sich das Gestein linear elastisch verhält und isotrop ist. Das Gestein ist lateral eingespannt, d. h. es findet keine Bewegung in horizontaler Raumrichtung statt. Ferner wird angenommen, dass die elastischen Eigenschaften bei der Gesteinsbildung unverändert bleiben. Tatsächlich wären hier Änderungen während der Diagenese, unter anderem durch Kompaktion und Zementation, Temperatur- und Porendruckänderungen und eventuell tektonische Spannungen zu berücksichtigen.

Oberhalb einer bestimmten Differenz zwischen der Vertikal- und der Horizontalspannung, bzw. ab einer bestimmten Scherspannung, kommt es zum Bruch des Gesteins. Nach Mohr-Coulomb ist die kritische Scherspannung, bei der ein Bruch auftritt, eine Funktion der Normalspannung (Fjaer et al., 2008). Per Definition seien σ_1 , σ_2 und σ_3 die Hauptspannungsrichtungen, wobei σ_1 die größte und σ_3 die kleinste Spannung sei. Das Materialversagen tritt ein, wenn das Bruchkriterium für eine Raumrichtung erfüllt ist. Daher genügt es, die Ebene mit der größten Spannungsdifferenz zu betrachten. Es genügt also, σ_1 und σ_3 zu betrachten. Abbildung 1-8 zeigt einen Spannungszustand im Mohr-Diagramm. Die größte auftretende Scherspannung τ ist:

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3) \cdot \sin 2\beta \quad [1-24]$$

Die Normalspannung σ_n ist dabei

$$\sigma_n = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3) \cdot \cos 2\beta \quad [1-25]$$

Zum Bruch kommt es, wenn die Scherspannung die Bruchgrenze erreicht, also bei

$$\tau = \sigma_n \cdot \tan \vartheta + c \quad [1-26]$$

Der Winkel β ist der Winkel zwischen der Normalen zur Scherfläche und der Richtung der größten Hauptspannung σ_1 . Der Winkel ϑ ist der sogenannte Winkel der inneren Reibung und materialabhängig. Die Beziehung zwischen den Winkeln ist:

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\vartheta}{2} \quad [1-27]$$

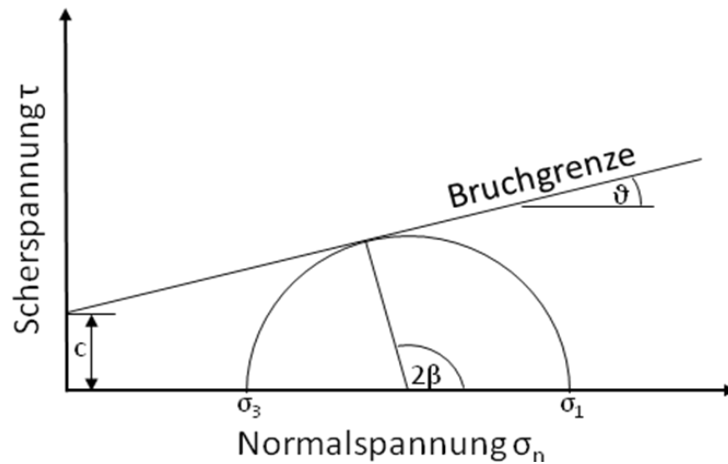


Abbildung 1-8: Mohr Diagramm zum Mohr-Coulomb Bruchkriterium.

Schutjens (2004) hat für mehrere Gesteinsproben aus Rotliegend und Oberkarbon Lagerstätten die Grenzen dieser Bereiche experimentell ermittelt (siehe Abbildung 1-9). Beim Fracking wird der Porendruck im Gestein erhöht. Dadurch nimmt die mittlere effektive Spannung ab (vgl. Gleichung 1-11). Die Differenzspannung steigt an. Der Spannungszustand bewegt sich folglich in Richtung der Bruchgrenze. Bei der Gasförderung wird dagegen der Porendruck gesenkt und der Spannungszustand bewegt sich in die entgegengesetzte Richtung, von der Bruchgrenze weg.

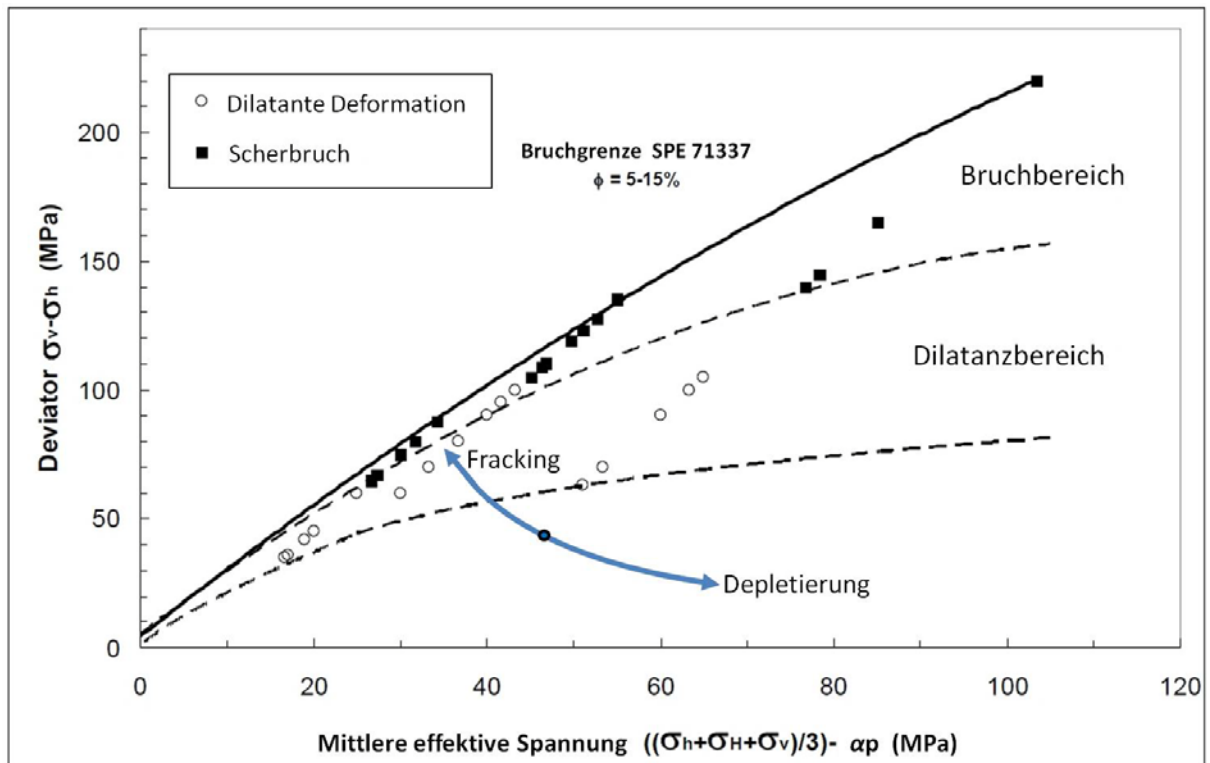


Abbildung 1-9: Schematischer Verlauf der Spannungspfade bei der Gasförderung bzw. Depletierung (Porendruckabsenkung) und beim Fracking (Porendruckerhöhung) (modifiziert nach Pusch in Gaupp et al., 2005).

1.3 Stand der Forschung

Das Maß für die Durchflusseigenschaft von Reservoirgesteinen ist die Permeabilität. Sie ist ein wesentlicher Faktor zur Beurteilung der Qualität einer Lagerstätte. Wichtige Parameter, die Einfluss auf die Permeabilität haben, sind unter anderem die mineralogische Zusammensetzung des Gesteins. Insbesondere Tonminerale können die Fließeigenschaften erheblich beeinflussen. Authigene Tone treten in Sandsteinen typischerweise in vier Formen auf (Ali et al., 2010): Als Schicht bzw. Überzug auf Kornoberflächen, die bzw. der auch teilweise Porenräume überspannen kann; als einzelne Flocken oder Ansammlungen von Flocken, die Poren verschließen können; als Ersatz an Stelle gelöster detritischer Körner; als Füllung in durch Lösung entstandenen Hohlräumen und Rissen. Allgemein erhöhen Tone im Porenraum den Anteil gebundenen, immobilisierten Wassers und die innere Oberfläche, wobei sich unterschiedliche Tonminerale verschieden auf die Lagerstättenqualität auswirken (Gaupp & Okkerman, 2011): Chlorite wirken sich positiv auf Porosität und Permeabilität aus. Zum einen verhindern sie starke Dolomit-Zementation, da beide Minerale um gelöstes Mg^{2+} konkurrieren. Zum anderen schützen dünne Chlorit-Ränder die Kornoberflächen vor weiteren Überwucherungen. Kaolinite verringern die Reservoirqualität, wirken sich aber durch ihre relativ kleine spezifische innere Oberfläche mehr auf die Porosität als auf die Permeabilität aus. Da sie nicht notwendigerweise an Porenwänden anheften, können sie bei starkem Fluss migrieren und Porenhälsen verstopfen. Illite haben den größten negativen Einfluss auf die Permeabilität und sind häufig die Ursache dafür, dass eine Lagerstätte „tight“ ist. Illite treten als faserige Kornränder und flache bzw. schuppige Plättchen auf (Hoppe, 2005) und können Porenräume überbrücken. Neben der Permeabilität beeinflussen sie auch das Sättigungsverhalten negativ. Die Permeabilitätsreduktion hängt dabei nicht linear mit dem Anteil authigener Illite zusammen. Ursprünglich hochpermeable Fließwege können auch mit einem den Porenraum überspannenden Illit-Netzwerk noch gute Durchlässigkeiten aufweisen, während derselbe Illit-Anteil in einem weniger guten Fließsystem die Durchlässigkeiten deutlich stärker beeinträchtigt, da sich in den schmaleren Porenhälsen leichter Illit-Brücken bilden. Als grobe Abschätzung kann starke Illitisierung die Permeabilität um ein bis drei Größenordnungen reduzieren. Die Porosität wird durch Illitwachstum weniger stark beeinträchtigt (Gaupp & Okkerman, 2011).

Neben den Tonmineralen spielen die Spannungszustände, denen das Gestein ausgesetzt ist bzw. der Spannungspfad, den das Gestein durchläuft, eine große Rolle. Der Spannungspfad beschreibt die Spannungszustände, die das Gestein z. B. eines Reservoirs bei der Gasförderung, durchläuft, d. h. die Änderung der mittleren effektiven Spannung und der deviatorischen Belastung, also der Differenz zwischen vertikaler und horizontaler Spannung. Ganz allgemein lässt sich feststellen, dass eine äußere Belastung auf eine Gesteinsprobe eine Verringerung des Gesteinsvolumens bewirken kann. Dabei ist ein wesentlicher Teil dieser Volumenverkleinerung auf eine Abnahme des Porenvolumens zurückzuführen. Dies macht sich in einer Abnahme der Porosität und der Gesteinsdurchlässigkeit bemerkbar. Der Grad der Permeabilitätsabnahme ist von der Gesteinszusammensetzung, dem Verfestigungsgrad und der Ausbildung des Porenraums abhängig (Debschütz, 1995). Messungen an mittel- und hochpermeablen Sandsteinen belegen eine ungefähr exponentielle Abnahme der Permeabilität mit steigendem Auflastdruck bis auf ca. 60 % bis 90 % der Permeabilität im entlasteten Zustand bei einem Auflastdruck von bis zu ca. 20 MPa (Fatt & Davis, 1952).

Bei niederpermeablen Sandsteinen ist der Permeabilitätsrückgang noch erheblich ausgeprägter. Experimentelle Messungen an zahlreichen Tight Gas Proben zeigen, dass unter isostatischer Belastung (ohne Porendruck), die den Lagerstättenbedingungen entspricht, die Permeabilität um bis

auf ein Zehntel verringert ist gegenüber der unter üblichen Laborbedingungen gemessenen Permeabilität (Jones & Owens, 1980). Der Einfluss des Auflastdrucks ist umso größer, je kleiner die Ausgangspermeabilität ist. Das Porenvolumen verringert sich hierbei um 5 % bis 10 %.

Für viele Anwendungszwecke, besonders bei konventionellen Lagerstättentypen, kann der Effekt des Auflastdrucks auf die Porosität vernachlässigt werden.

Mit Frisch- und Salzwasser gemessene Permeabilitäten liegen bei Tight Gas Sandsteinen deutlich unter den Gaspermeabilitäten. Dieser Effekt lässt sich mit dem Tongehalt im Gestein erklären. Die an Plugs mit einer Restwassersättigung gemessenen Gaspermeabilitäten liegen ebenfalls deutlich unter den Werten für trockene Kernproben. Jones & Owens haben auf der Grundlage ihrer Daten für Sandsteine aus dem nordamerikanischen Raum eine Korrelation für die effektive Gaspermeabilität unter Lagerstättenbedingungen als Potenzfunktion der Basispermeabilität, d. h. in diesem Fall der unter einer hydrostatischen Auflast von 6.9 MPa in einer Hasslerzelle gemessenen Permeabilität, entwickelt. In der vorliegenden Arbeit wird dieses Konzept auf Sandsteine aus norddeutschen Formationen übertragen und für beliebige Kombinationen von Auflast und Porendruck weiterentwickelt.

Weber (1994) hat in Untersuchungen zur Permeabilitätsdilatanz für kristalline Gesteine (Granite) mit niedriger Permeabilität (10^{-16} bis 10^{-21} m²) festgestellt, dass eine isostatische Erhöhung der Belastung von 10 MPa auf 30 MPa zu einer Abnahme der Permeabilität um eine Zehnerpotenz führt. Für die untersuchten Gesteine war diese Reduktion bei Entlastung nicht vollständig reversibel. Bei anisotroper Belastung wird zunächst ebenfalls eine Abnahme der Permeabilität festgestellt (Kompaktion), die dann bei größerer Belastung in der Hauptspannungsrichtung (Dilatanz) jedoch zunimmt. Die beobachtete Permeabilitätssteigerung wird auf eine elastische Aufweitung und Neubildung von Mikrorissen zurückgeführt. Die Verringerung der Permeabilität wird mit der Kompression von Fließwegen und der Glättung der Rissflächen während der Belastungszyklen erklärt. Ein ähnliches Verhalten wurde auch für Sedimentgesteine beobachtet. Im Gegensatz zu dem nicht ideal-elastischen Verhalten der kristallinen Gesteine kann hier allerdings das Verformungsregime makroskopisch als elastisch angenommen werden (Trautwein, 2005).

Experimentelle Untersuchungen an Sandsteinproben aus norddeutschen Tight Gas Bohrungen zur Untersuchung der Auswirkungen deviatorischer Spannungen (Dilatanz) auf die Permeabilität bestätigen einen Zusammenhang zwischen dem Mobilisierungspotenzial für Gesteinsfragmente (das ist die Anzahl potentieller Mobilisierungsereignisse/mm Risslänge), tonmineralogischen Eigenschaften und der mechanischen Festigkeit der Proben (Hoppe, 2005).

Eine deviatorische Belastung der Gesteinsproben bis nahe der Bruchgrenze (vgl. Abbildung 1-10), die eine Freisetzung von mineralogischen Feinanteilen ermöglichte, führte bei den meisten untersuchten Plugs zu Permeabilitätsverlusten von bis zu 30 % am Ende des Prozesses.

Bei diesen Experimenten wurden nach einer Basispermeabilitätsmessung unter üblichen Laborbedingungen, in diesem Fall bei 5 MPa isostatischer Belastung, zunächst die Spannungsverhältnisse einer ungestörten Lagerstätte simuliert. Anschließend wurde die Auswirkung des Frackingprozesses auf die Gesteinsmatrix unter deviatorischen Spannungsbedingungen nahe der Bruchgrenze untersucht. Dazu wurde der Axialdruck um das drei- bis vierfache bis an die Dilatanzgrenze erhöht (in situ-Spannungszustand) und nach einer Wartezeit der Porendruck erhöht

(Auswirkung des Frackingprozesses), um Mikrorisse zu erzeugen. Im Anschluss wurde der initiale Spannungszustand wieder hergestellt.

Die Permeabilitäten der getesteten Plugs sanken nach Einstellung der deviatorischen Spannungsbedingungen zunächst um bis zu 35 % (Kompaktionsphase). Die anschließende Porendruckerhöhung und die damit verbundene Entstehung von Mikrorissen führten dagegen erwartungsgemäß zu einem Permeabilitätsanstieg, z. T. deutlich über die Ausgangspermeabilität hinaus, im Durchschnitt um einen Faktor 2. Die Rücknahme des Porendrucks auf das Ausgangsniveau führte zu einem Permeabilitätsrückgang, der die Reversibilität des poro-elastischen Gesteinsverhaltens bestätigt. Die danach wieder hergestellten isostatischen Ausgangsbedingungen durch Rücknahme des Axialdrucks führten zu der schon angedeuteten weiteren Reduktion der Permeabilität. Das Schließen von Mikroklüften durch Rücknahme des Axialdrucks findet offenbar nach Wiederherstellung isostatischer Bedingungen weiter statt (Hoppe, 2005).

Hoppe nennt drei Haupteffekte, die eine Rolle bei den Permeabilitätsänderungen spielen: Die Bildung von Mikrorissen durch Dilatanzeffekte, Porenkompression bei deviatorischen Spannungsbedingungen und Zusetzung von Wegsamkeiten durch Gesteinsteilchen, die bei der Bildung von Mikrorissen mobilisiert werden.

Illit- und chloritdominierte Sandsteine zeigten bei den Versuchen die größten Permeabilitätsverluste. Im Gegensatz dazu waren die Auswirkungen auf die Durchlässigkeit von quarz-illit-dominierten Sandsteinen weniger stark ausgeprägt (Hoppe, 2005).

Untersuchungen zur poroelastischen Verformung von Rotliegend Sandsteinen zeigen einen linearen Verlauf der Spannungs-Dehnungskurve. Die in diesen Untersuchungen beobachteten Änderungen petrophysikalischer Parameter waren überwiegend reversibel und es wurden keine petrophysikalischen oder strukturellen Veränderungen festgestellt. Dilatante und kompaktive Prozesse, also Volumenvergrößerung durch Dehnung bei zunehmender Differenz zwischen vertikaler und horizontaler Spannung und Volumenverringerung durch Verdichtung infolge des Auflastdrucks, überlagern sich im elastischen Bereich auf mikrostruktureller Ebene (Trautwein, 2005).

Die in den Experimenten von Hoppe und Trautwein gefahrenen Spannungspfade sind in Abbildung 1-10 dargestellt. Hoppe (2005) hat in seiner Arbeit die Vorgänge beim Fracken als Auswirkung auf die Matrixpermeabilität experimentell untersucht. Dazu wurde, ausgehend von isostatischen Bedingungen, bei konstantem Deviator der Porendruck erhöht (rote Linie in Abbildung 1-10). Trautwein (2005) hat dagegen, ausgehend von Lagerstättenbedingungen, den Porendruck gesenkt und dabei die laterale Ausdehnung der Proben konstant gehalten, indem die laterale Spannung ebenfalls gesenkt wurde (grüne Linie). Dadurch nimmt der Deviator trotz abnehmendem Porendruck zu. Dieser Spannungspfad entspricht der Depletierung einer Lagerstätte während der Produktion in unmittelbarer Nähe der Bohrung. In dieser Arbeit wurden dagegen Fluiddurchlässigkeiten unter isostatischen Belastungen, d. h. mit einer deviatorischen Belastung nahe Null, bei unterschiedlichen Belastungszyklen und Sättigungszuständen untersucht (blaue Linie). Das entspricht den Spannungsbedingungen fern von der Bohrung, sofern keine tektonischen Vorspannungen im Gebirge vorliegen.

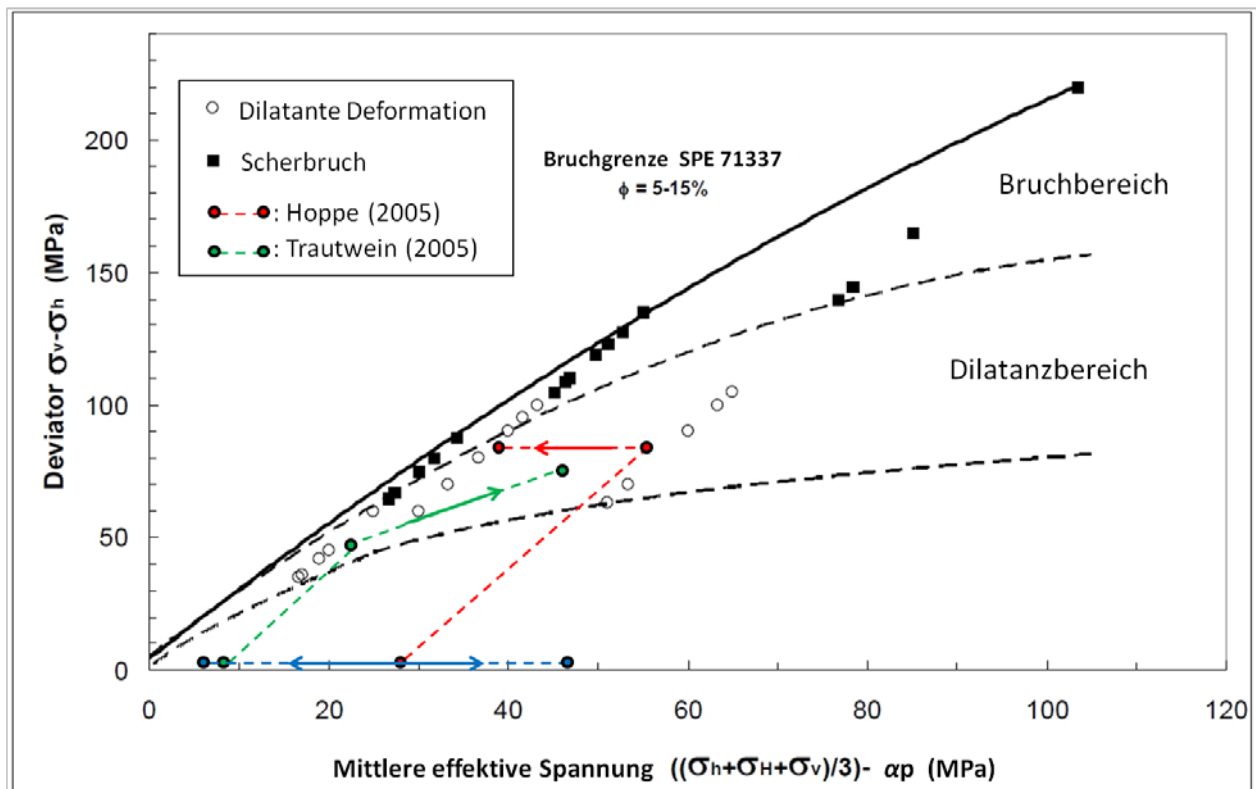


Abbildung 1-10: Unterschiedliche Spannungspfade im Vergleich mit den von Hoppe und Trautwein gefahrenen Spannungspfaden (modifiziert nach Pusch in Gaupp et al., 2005).

Die Messungen von Trautwein (2005) mit Porendruckänderung unter einachsiger Verformung, d. h. mit konstanter Axialspannung, haben gezeigt, dass der radiale Umschließungsdruck annähernd linear mit dem Porendruck zu- bzw. abnimmt. Hierbei wurde der Porendruck verringert und die daraus resultierende Änderung des Radialdrucks bei Unterdrückung einer lateralen Dehnung gemessen. Dies entspricht Lagerstättenbedingungen, bei der seitliche Verformung durch krustale Einspannung verhindert wird. Die absoluten Änderungen des Radialdrucks sind dabei kleiner als die des Porendrucks. Bei mehreren Be- und Entlastungszyklen lässt sich eine Hysterese beobachten, die mit der Anzahl der Zyklen kleiner wird. Die größte Änderung tritt bei der ersten Porendrucksenkung auf, was auf das Schließen von Mikrokluft zurückgeführt wird.

Solche Mikrokluft können durch Expansion der Bohrkern bei der Entnahme entstehen. Weitere Veränderungen der Fließeigenschaften können bei der anschließenden notwendigen Trocknung zur Entfernung von Restfluiden im Porenraum auftreten. Insbesondere die Veränderung von Tonmineralen an den Wänden der Porenhäule durch ungeeignete Trocknungsverfahren erhöht je nach Tonanteil z. T. deutlich die Permeabilität einer Probe (Soeder, 1986). Eine schonende Methode zur Trocknung, bei der die Schädigung von (Ton-)Mineralen vermieden wird, ist nach Fortmüller (1993) die sogenannte Klimaschrank-Trocknung. Dabei wird Wasser bei geringer Temperatur und konstanter relativer Luftfeuchtigkeit aus dem Porenraum verdampft. Diese Methode wurde zur Vorbereitung der Proben in dieser Arbeit angewendet.

Die oben genannte porendruckinduzierte Umschließungsdruckänderung hängt linear mit der Porosität zusammen. Die Anisotropie des Spannungszustandes nimmt infolge der Porendrucksenkung erheblich zu (Trautwein, 2005). Der Effektivitätsfaktor für die Wirksamkeit des Porendrucks gegen die äußere Belastung lag bei den von Trautwein untersuchten Sandsteinproben

zwischen 0.61 und 0.9. Das liegt im Bereich der von Wang (2000) angegebenen typischen Werte für Biot-Koeffizienten von Sandsteinen von 0.64 bis 0.85. Die Änderung der Porosität war bei diesen Versuchen vernachlässigbar. Die Permeabilität sank bei niederpermeablen Proben nichtlinear mit dem Porendruck, bis bei einem bestimmten Verhältnis von Differenz- zu mittlerer Effektivspannung, d. h. beim Erreichen der Dilatanzgrenze, ein Wiederanstieg zu beobachten war. Dies wird mit dem Öffnen von Rissporen bzw. Mikroklüften erklärt. Die Ausgangspermeabilität wird dabei nicht wieder erreicht.

Qiao et al. (2009) bestimmten Biot-Koeffizienten für kanadische Sandsteine durch Messung der Permeabilitäten jedes einzelnen Plugs unter verschiedenen Kombinationen von Auflast- und Porendrücken. In dieser Arbeit wird ein ähnlicher Ansatz zur Bestimmung des Biot-Koeffizienten verwendet. Die von Qiao et al. ermittelten Biot-Koeffizienten schwanken über einen relativ großen Bereich. Die Werte nehmen mit steigender Permeabilität zu. Der Koeffizient ist also nicht nur eine bestimmte Materialeigenschaft, sondern hängt auch mit der Permeabilität zusammen (Qiao et al., 2009).

Labormessungen mit abnehmendem Porendruck bei konstanter isotroper Auflast an Sandsteinen aus einer norwegischen Lagerstätte zeigen eine starke Abhängigkeit der Kompressibilität des Gesteins von der initialen Porosität. Die Kompressibilität hängt allerdings nicht ausschließlich von der Porosität ab, sondern auch von weiteren Parametern, wie den bei diesem Gestein vorhandenen Chlorit-Überzügen und dem Grad der Quarz-Zementation (Skomedal & Hettema, 2002). Die bei diesen Messungen ermittelten Werte für den Biot-Koeffizienten liegen zwischen 0.69 und 0.84. Für eine nicht linear elastische Verformung und große Spannungsänderungen erwies sich die übliche Definition der effektiven Spannung als Differenz aus Spannung und dem Produkt aus Porendruck und konstantem Biot-Koeffizient als ungeeignet. Der Biot-Koeffizient wird hierbei selbst abhängig von der Spannung: „Through this non linear α , Biot's effective stress expression becomes stress dependent in itself“ (Skomedal & Hettema, 2002).

Untersuchungen zum Spannungspfad und dem Einfluss auf die Permeabilität wurden bereits von Khan & Teufel (2000) veröffentlicht. Der Spannungspfad (reservoir stress path) ist hier definiert als Verhältnis der Änderung der effektiven horizontalen Spannung zur Änderung der effektiven vertikalen Spannung bei Porendruckabsenkung ausgehend von den initialen Reservoirbedingungen. In Karbonat- und Sandsteinlagerstätten liegt der Spannungspfad zwischen 0 und 1. Bei 0 ist die Spannungsänderung in alle Richtungen gleich, das heißt es herrschen isostatische Spannungsbedingungen. Bei 1 gibt es nur in vertikaler Richtung eine Spannungsänderung, d. h. die Spannungsbedingungen sind uniaxial. Der Spannungspfad ist abhängig von der Größe und Geometrie der Lagerstätte und den elastischen Eigenschaften des Reservoirgesteins und der begrenzenden Formation. Im Allgemeinen wird der Spannungspfad kleiner mit steigendem Verhältnis von lateraler Ausdehnung zur Mächtigkeit der Lagerstätte. Permeabilitätsmessungen mit abnehmendem Porendruck bei unterschiedlichen Spannungspfaden zeigen, dass mit sinkendem Porendruck eine zunehmende Permeabilitätsanisotropie auftritt. Die Permeabilität ist dabei in Richtung der Hauptspannung am größten. Die Permeabilitätsanisotropie nimmt mit kleineren Spannungspfaden zu (Khan & Teufel, 2000).

Die Auswertung von Daten aus dem Groningen-Feld in Verbindung mit Experimenten lassen den Schluss zu, dass sich in lateral ausgedehnten Sandsteinlagerstätten die horizontale Spannung erheblich mit der produktionsbedingten Porendruckänderung ändert. Die vertikale Spannung ändert

sich deutlich weniger stark (Hettema et al., 2000). Laborexperimente unter uniaxialen Bedingungen, also einem Verhältnis von Spannungsänderung zu Porendruckänderung nahe 1, zeigten relativ hohe Kompressibilitäten. Eine Annäherung an die Bruchgrenze führt zu inelastischer Kompaktion, die plastische Deformation und Kriechprozesse zur Folge hat (Hettema et al., 2000). Im nahezu elastischen Bereich hängt nach Untersuchungen von Schutjens et al. (2004) an Sandsteinen mit Porositäten über 15 % die kompaktionsbedingte Permeabilitätsverringering hauptsächlich vom Anstieg der mittleren effektiven Spannung ab, und nicht vom Spannungspfad. Berechnungen der Porenkompressibilität aus Daten zur Kompaktion des Bulkvolumens führen zu einer Überschätzung der tatsächlichen Porenkompressibilität (Schutjens et al., 2004). Unter uniaxialen Spannungsbedingungen gemessene Kompressibilitäten sind mehr als doppelt so hoch wie entsprechende Werte aus Experimenten unter hydrostatischen Bedingungen. Stärkere Zementation der Sandsteine bewirkt eine Verringerung der Abhängigkeit der Permeabilität vom Spannungspfad (Ruisten et al., 1999).

Messungen der Permeabilitätsänderungen bei Triaxial-Tests an Vogesen-Sandsteinen aus dem Trias zeigten einen Zusammenhang der Permeabilitätsentwicklung mit dem Verhältnis von mittlerer effektiver Spannung und deviatorischer Belastung (Bouteca, 2000). Für niederporöse Sandsteine mit niedriger Konnektivität wurde hierbei eine Erhöhung der Permeabilität festgestellt, was mit der Öffnung von Mikrorissen erklärt wird. Hochporöse Sandsteine zeigten dagegen eine Permeabilitätsabnahme. Bei hoher initialer Konnektivität wirken sich die Mikrorisse offenbar nicht auf die Gesamtkonnektivität aus. Die Verschiebung von Gesteinskörnchen bei der Entstehung von Mikrorissen bewirkt allerdings eine Erhöhung der Tortuosität, d. h. eine Verlängerung der Fließwege, und eine Verringerung der Porenhalsgrößen (Bouteca et al., 2000). Jones & Smart (2002) beobachteten in ihren Experimenten bei mittel- und hochporösen Sandsteinen eine Permeabilitätsabnahme, die wie bei Bouteca als Zusammenspiel von erhöhter Tortuosität durch Kompaktion und Dilatanzeffekte erklärt wird. Dabei dominieren in diesem Fall die durch die Kompaktion hervorgerufenen Effekte.

Geologische/mineralogische und reservoirmechanische Eigenschaften der Formation, aus der die in dieser Arbeit behandelten Sandsteine stammen, wurden bereits von Pusch und Reitenbach in Gaupp et al. (2005) beschrieben. Ein Hauptunterschied zu anderen Tight Gas Sandsteinen, beispielsweise aus Nordamerika, ist die starke Hydrophilie eines großen Teils der Rotliegend Sandsteine aufgrund authigener Tonminerale bzw. Illit-Zemente und ein daraus resultierendes starkes Wasserbindevermögen. NMR Messungen, die von Meyn im Rahmen des DGMK-Projektes 593-9 an Rotliegend Sandstein Plugs aus der Wustrow Formation durchgeführt wurden, belegen einen hohen Anteil an immobilem Wasser (Häfner et al., 2006). Dementsprechend ist das Verhältnis Wasser- zu Gaspermeabilität bei diesem Gesteinstyp anders, als es z. B. von Jones & Owens (1980) für nordamerikanische Tight Gas Formationen angegeben wird. Der Einfluss des Porendrucks bzw. der effektiven Spannung auf die absolute Permeabilität ist für die niederpermeable norddeutsche Rotliegend-Formation größer, als nach den veröffentlichten Daten von Schutjens et al. (2004) zu erwarten wäre.

Tight Gas Lagerstätten erfordern hydraulische Stimulation durch Fracking Maßnahmen um wirtschaftlich gefördert werden zu können. Die erzeugten Fracks dienen zur Verbesserung des Kontakts bzw. zur Erhöhung der Kontaktfläche zwischen Förderbohrung und der Lagerstätte. Die Fracks müssen dabei zum einen den Kontakt zu den Kohlenwasserstoffen herstellen und zum anderen dauerhafte Fließwege für die Kohlenwasserstoffe zur Bohrung bei akzeptablen

Druckverlusten bereitstellen (Vincent, 2012). Der Zufluss aus der Gesteinsmatrix in die künstlich gebildeten Risse wird aber nur dann verbessert, wenn gleichzeitig in der Matrix Mikrorisse gebildet werden. Für die Wirtschaftlichkeit der Gasförderung mittels Fracking-Maßnahmen ist von großer Bedeutung, wie sich in der nachfolgenden Produktionsphase durch die mit der Gasförderung einhergehenden Druckänderungen und der damit verursachten Kompaktion der Gesteinsformation die Kluft- und Matrixpermeabilitäten ändern. Daraus stellt sich die Frage, ob die Kompaktion des Gesteins bei abnehmendem Lagerstättendruck zu einem drastischen Rückgang der Förderraten führt (vgl. Abbildung 1-11), wie sie bei einigen Feldprojekten beobachtet und durch Spannungsexperimente ohne direkten Porendruckeinfluss vorausgesagt wurden.

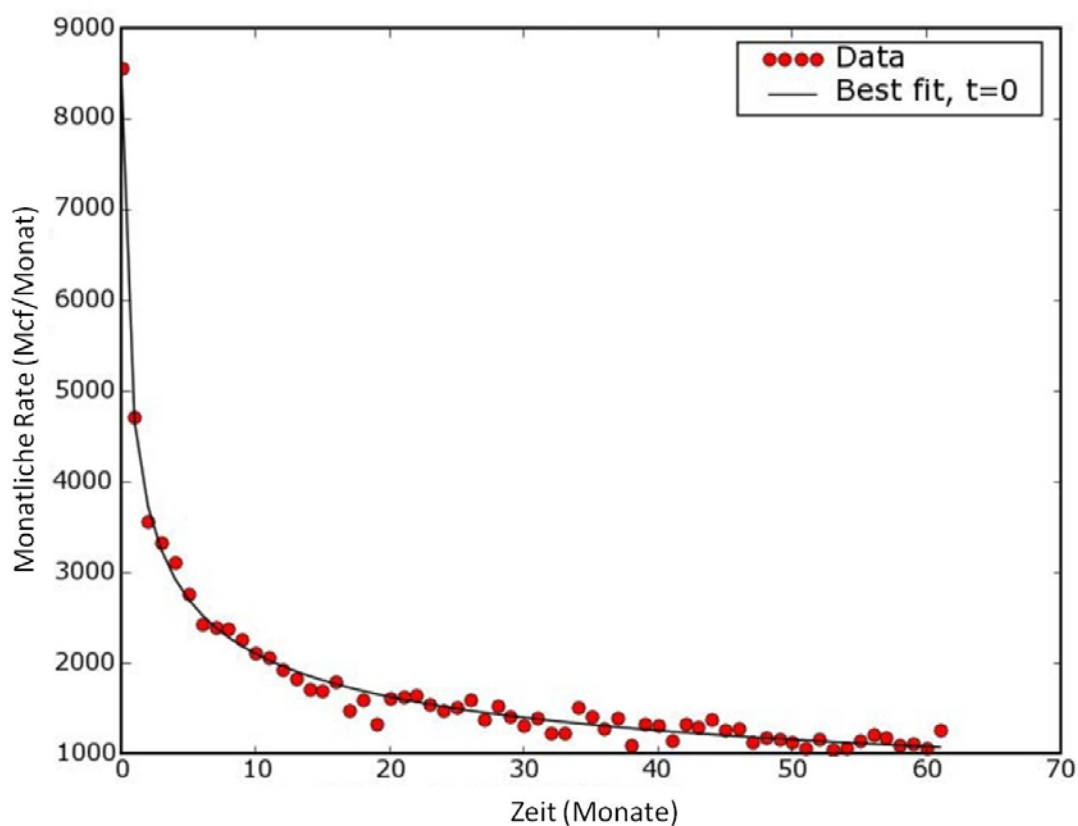


Abbildung 1-11: Typischer Verlauf der Produktionsentwicklung einer Tight Gas oder Shale Gas Bohrung am Beispiel einer Shale Gas Bohrung in Kentucky, USA (Nuttall & Daugherty, 2007).

Eine Vorhersage der Produktionsraten bei der durch die Gasförderung bedingten Abnahme des Lagerstättendrucks erfordert aber, zusätzlich zum Verständnis über die Veränderung der absoluten Gesteinspermeabilität mit der Spannung, auch die Kenntnis des Einflusses der Spannung bzw. des Spannungspfades auf die effektive Gaspermeabilität. Diese Untersuchungen sind materialabhängig und können daher nur durch Zusatzmessungen der Auswirkung von Wechselwirkungen zwischen der Wasserphase und dem Gesteinstyp bei veränderten Porenraumgeometrien zu einer befriedigenden quantitativen Erklärung führen.

Ein grundsätzliches Prozessverständnis erfordert darüber hinaus auch die Kenntnis der mit der Kompaktion einhergehenden Porositätsveränderung. Sie ist Voraussetzung für eine quantitativ zuverlässige Simulation der Tight Gas Förderung. Die vorliegende Arbeit soll zu diesen bisher nicht ausreichend geklärten Fragestellungen einen Beitrag leisten.

Dazu wurden die Einflüsse von Spannung und Sättigungszustand auf die Fließeigenschaften von Rotliegend Sandsteinen aus norddeutschen Tight Gas Bohrungen untersucht. Zur umfassenden petrophysikalischen Charakterisierung des Gesteins wurden ergänzend NMR und Kapillardruckmessungen durchgeführt. Desweiteren wurde der Einfluss des Porendrucks und unterschiedlicher Belastungszyklen auf die Permeabilität experimentell untersucht und die Auswirkungen auf das Porenraumvolumen analysiert.

Ergebnisse dieser Untersuchungen und das Konzept des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Rock Data Catalogs sind zum Teil bereits in Papern und Projektberichten für die DGMK veröffentlicht (Albrecht & Reitenbach, 2014; Albrecht & Reitenbach, 2012; Ganzer, Reitenbach & Albrecht, 2010; Pusch et al., 2008; Pusch et al. 2006).

2 Labormessungen

2.1 Verwendetes Kernmaterial

Das für die Untersuchungen verwendete Kernmaterial stammte aus sechs Bohrungen eines nordwestdeutschen Gasfeldes (Abbildung 2-1) aus Teufen zwischen 4800 m und 5500 m mit Ausnahme von 4 Plugs aus 1300 m bis 2500 m Teufe. Insgesamt lagen fünf Kerne vor, aus denen jeweils zwei Kernplugs gebohrt wurden (Abbildung 2-2), und acht weitere bereits präparierte Plugs, von denen vier für weitergehende Permeabilitätsmessungen unter Spannung mit Porendruck verwendet wurden (Abbildung 2-3). Insgesamt wurden 18 Plugs und ein Kernstück untersucht. In Tabelle 2-1 sind die für das Messprogramm verwendeten Plugs und die durchgeführten Messungen aufgelistet.



Abbildung 2-1: Lokation des Gasfeldes und der Bohrungen, aus denen das verwendete Kernmaterial stammt.



Abbildung 2-2: Die aus den Testkernen gebohrten Plugs.



Abbildung 2-3: Die für ausführliche Permeabilitätsmessungen unter Spannung mit Porendruck verwendeten Plugs.

Tabelle 2-1: Übersicht über die verwendeten Kernplugs und durchgeführten Messungen.

Plug ID	Bohrung	Teufe [m]	Member	ϕ	k_g	k_w	k_{swi}	Pc	NMR	k_g mit Porendruck
VZ5 1.1	Well Z5	4837.65 - 4837.77	Wustrow	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
VZ5 2.1	Well Z5	4895.64 - 4895.76	Ebsdorf/Einloh	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
VZ5 3.1	Well Z5	4897.02 - 4897.15	Ebsdorf/Einloh	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
VZ4 4.1	Well Z4	4852.41 - 4852.54	Niendorf	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
VN23 5.1	Well N-Z3	5413.51 - 5413.68	Dethlingen	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
VZ5 1.2	Well Z5	4837.65 - 4837.77	Wustrow	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
VZ5 2.2	Well Z5	4895.64 - 4895.76	Ebsdorf/Einloh	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
VZ5 3.2	Well Z5	4897.02 - 4897.15	Ebsdorf/Einloh	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
VZ4 4.2	Well Z4	4852.41 - 4852.54	Niendorf	✓	x	✓	✓	✓	✓	x
VN23 5.2	Well N-Z3	5413.51 - 5413.68	Dethlingen	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
01_VZ2	Well Z2	5538.32	Wustrow	✓	✓	x	x	x	✓	✓
07_VZ5	Well Z5	4902.83	Dethlingen	✓	✓	x	x	x	✓	✓
05_VZ6	Well Z6	5111.29	Dethlingen	✓	✓	x	x	x	✓	✓
03_VN23	Well N-3	5506.40	Dethlingen	✓	✓	x	x	x	✓	✓
2352C	Well N-Z5	2352.00	Rotliegend	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
2480A	Well N-Z5	2480.00	Rotliegend	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
1471A	Well N-Z5	1471.00	Rotliegend	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x
1362C	Well N-Z5	1362.00	Rotliegend	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x

Aus dem nach dem Abbohren der Plugs verbliebenen Kernmaterial aus der Bohrung Well N-Z3 wurde ein Kernstück präpariert, an dem Porositätsmessungen unter Spannung und Messungen von Wellengeschwindigkeiten zur Bestimmung gesteinsmechanischer Parameter durchgeführt wurden (Abbildung 2-4). Die Kernplugs wurden nach dem Ausbohren bei 45 °C in einem Wärmeschrank getrocknet um Schädigungen, die u. a. an den Illiten auftreten können, zu vermeiden.



Abbildung 2-4: Der Kern aus der Bohrungen Well N-Z3 und das daraus präparierte Kernstück.

Dünnschliffe von Gesteinsproben aus dem norddeutschen Rotliegend wurden von Hoppe (2005) untersucht. Das Gestein besteht demnach hauptsächlich aus fein- bis mittelkörnigem Sandstein, der gelegentlich Anteile von grobkörnigen oder siltigen Komponenten aufweist. Die Hauptkomponente ist Quarz, gefolgt von Plagioklas, Kali-Feldspat und Lithoklasten. Es gibt eine großflächige Zementation durch spröde, porenfüllende Zemente. Quarz ist hierbei das vorherrschende authigene porenfüllende Mineral. Kalzit-, Dolomit- und Anhydritzemente kommen in den meisten Rotliegend Gesteinsproben vor. Sie bilden große Kristalle die sich häufig über mehrere Poren erstrecken. Hämatit, Barit und Plagioklas sind nur in wenigen Proben und in kleinen Mengen vorhanden. Alle untersuchten Proben enthalten authigene Illite. Chlorit liegt dagegen nur in kleinen Mengen vor

(Hoppe, 2005). Eine wesentliche Ursache für niedrige Permeabilitäten in norddeutschen Rotliegend Formationen, auch bei mittleren Porositäten, sind die authigenen Tonminerale, die bei Diagenese Prozessen im Porenraum wachsen (Gaupp et al., 2005). Tabelle 2-2 zeigt die Ergebnisse der Dünnschliffanalysen an Proben aus dem norddeutschen Rotliegend.

Tabelle 2-2: Ergebnisse der Dünnschliffanalyse an Proben aus dem norddeutschen Rotliegend (Hoppe, 2005).

		Minimum	Durchschnitt	Maximum
Textur	Mittlere Korngröße [μm]	200	500	1000
	Rundung	angular – angerundet	angerundet	angerundet – gerundet
	Sortierung	schlecht – mäßig	mäßig – gut	sehr gut
Detritische Haupt- komponenten	Quarz [%]	49	56	61
	Feldspat [%]	1	11	15
	Lithoklasten [%]	<1	3	15
Authigene Minerale	Spröde Zementminerale [%]	5	12	20
	Tonminerale [%]	<1	n/a	4
Porenraum	Porosität [%]	1	8	20
	primäre : sekundäre	2:1	n/a	20:1

2.2 Messmethoden

2.2.1 Porositätsmessungen

Die effektive Porosität der Kernplugs wurde mit einem RUSKA Porosimeter nach dem Prinzip von Boyle-Mariotte gemessen (Abbildung 2-5). Kernstück des Porosimeters sind die Probenkammer und die Referenzkammer, die über ein Ventil miteinander verbunden sind. Das Volumen V_1 der Referenzkammer und das Volumen V_2 der Probenkammer sind bekannt. Zur Bestimmung der effektiven Porosität wird die Gesteinsprobe in die Probenkammer gelegt und beide Kammern mit einer Drehschieberpumpe evakuiert. Nach der Evakuierung wird die Referenzkammer mit Gas bis zum einem bestimmten Druck p_1 geflutet.

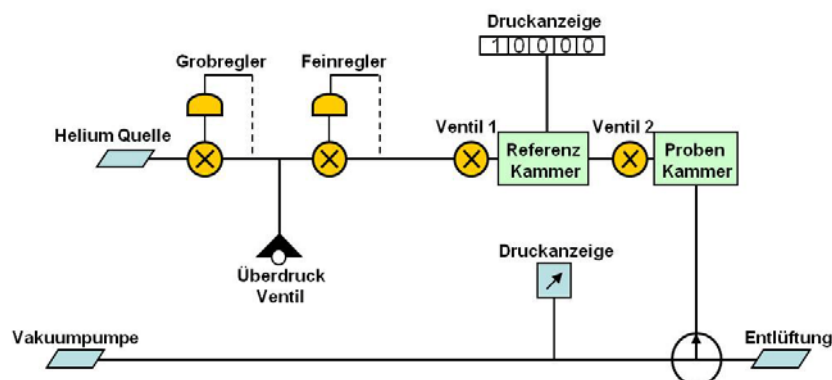


Abbildung 2-5: Schema des RUSKA Helium Porosimeters (RUSKA Instrument Corporation, 1982).

Als Messgas wird Helium verwendet. Danach wird das Verbindungsventil zwischen der Referenz- und der Probenkammer geöffnet, wodurch sich in beiden Kammern ein Ausgleichsdruck p_2 einstellt. Aus

diesen beiden Drücken, den Kammervolumina und dem separat bestimmten Bulkvolumen V_b der Gesteinsprobe lässt sich die effektive Helium-Porosität ϕ_{He} nach Gleichung [2-1] berechnen.

$$\phi_{He} = \frac{V_1 + V_2 - \frac{P_1 \cdot V_1}{P_2}}{V_b} \quad [2-1]$$

Die Messungen im RUSKA Porosimeter fanden unter Laborbedingungen statt und berücksichtigen nicht die tatsächlichen Druckbedingungen der Lagerstätte. Um die Veränderung der Porosität unter Spannung zu ermitteln wurden an einem Kernstück die Porositäten bei verschiedenen Auflastdrücken bestimmt. Dazu wurde das Kernstück vollständig mit Wasser aufgesättigt und in eine Triaxialzelle eingesetzt. Die Ein- und Ausgangsleitungen der Zelle sind an zwei Isco-Pumpen angeschlossen (siehe Schemaskizze, Abbildung 2-6). Bei Erhöhung des Auflastdrucks wird Wasser aus dem Kern verdrängt. Die Isco-Pumpen werden so gesteuert, dass der Druck im System konstant bleibt und es wird die dazu notwendige Volumenänderung gemessen. Die Volumenänderung entspricht der Änderung des Porenraumvolumens durch die Druckbelastung.

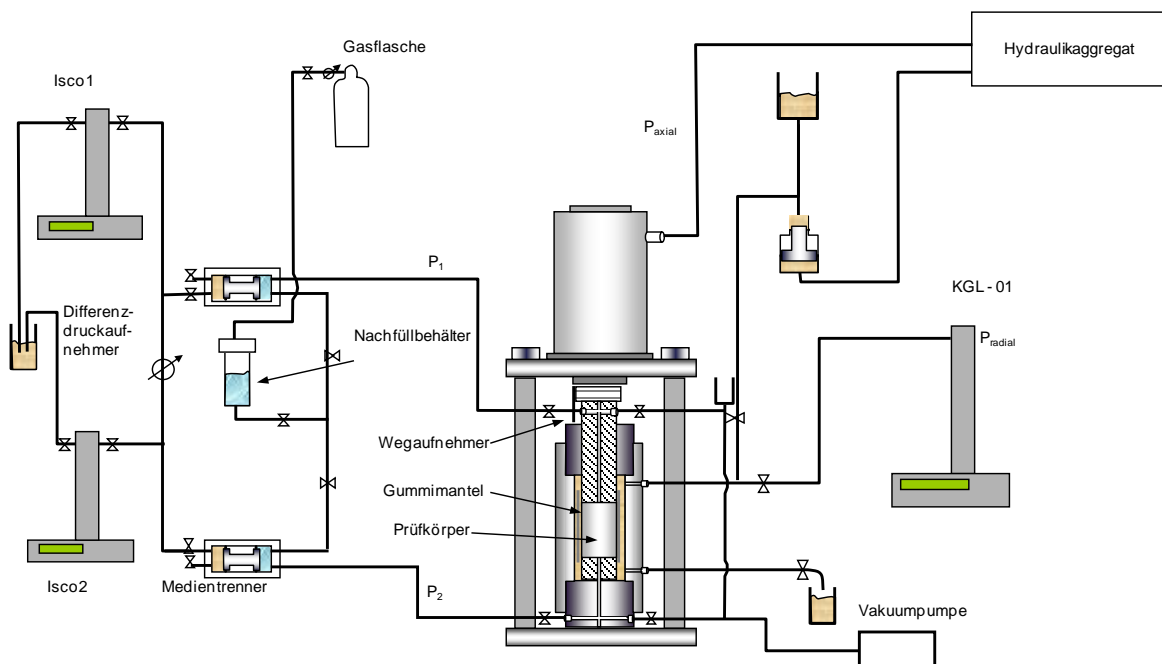


Abbildung 2-6: Schema des Versuchstands zur Messung der Porenraumänderungen unter wechselnden Belastungen (Werunsky, 2011).

2.2.2 Permeabilitätsmessungen

Die Permeabilitätsmessungen der ersten Messreihe ohne Porendruck wurden in einer Triaxialzelle nach der steady-state flow Methode durchgeführt. Der Kernplug wurde dabei mit einem impermeablen Vitonschlauch ummantelt, der mit einem Druck von mindestens 3 MPa an den Plug gedrückt wurde. Auf diese Weise wurden Randflüsse vermieden. Die Permeabilität wurde bei einem maximalen Eingangsdruck von 10 bar (1 MPa) gegen Atmosphärendruck am Ausgang der Zelle, an dem ein Flussmesser zur Bestimmung der Fließrate angeschlossen ist, gemessen. Als Messgas wurde Stickstoff verwendet.

Zur Erhöhung der Kapazität und um Messungen auch mit simuliertem Porendruck durchführen zu können wurde im weiteren Verlauf der Untersuchungen eine Permeabilitätsmessanlage mit drei Triaxialzellen gebaut (Abbildung 2-7 und Abbildung 2-8). Die Anlage und die Zellen wurden am Institut für Erdöl- und Erdgastechnik (ITE) im Rahmen dieser Arbeit entwickelt und die Zellen in der hauseigenen Werkstatt angefertigt. Abbildung 2-9 zeigt die einzelnen Teile der Zelle und Abbildung 2-10 den schematischen Zusammenbau.



Abbildung 2-7: Permeabilitätsmessanlage mit drei Triaxialzellen.

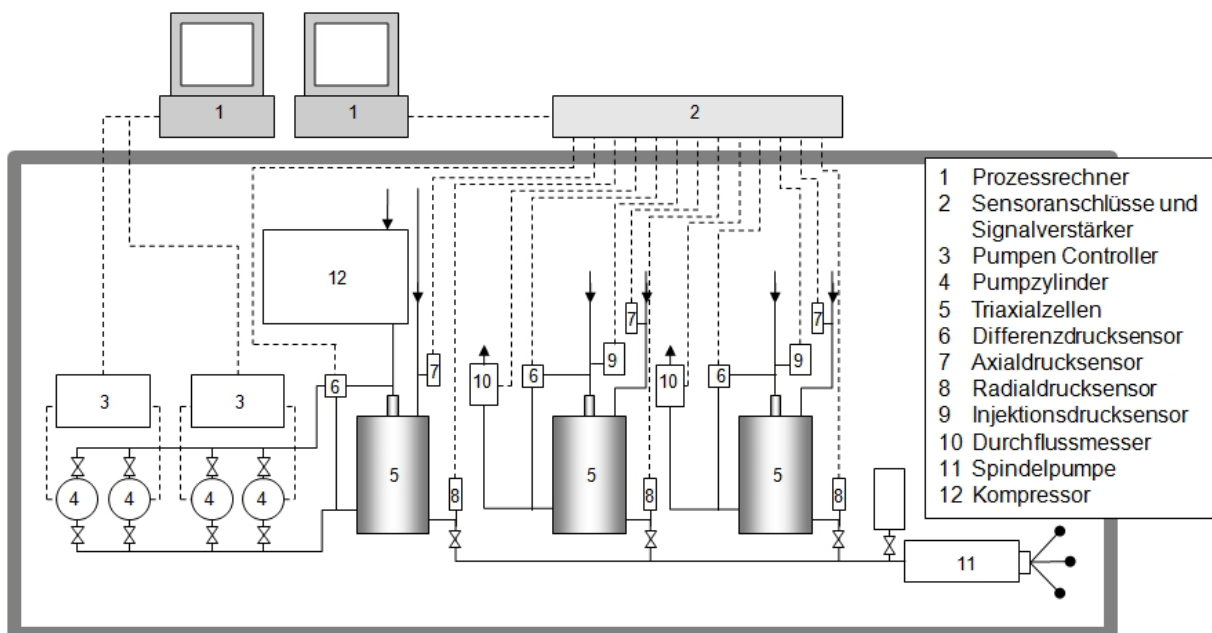


Abbildung 2-8: Schema der Permeabilitätsmessanlage.

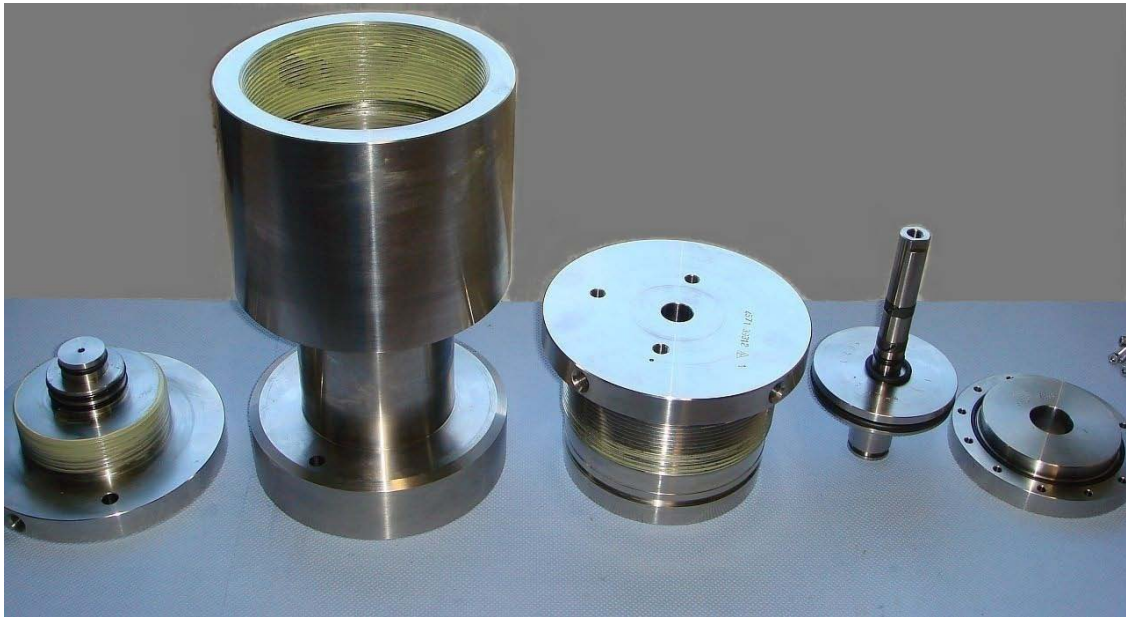


Abbildung 2-9: Einzelteile der Triaxialzelle.

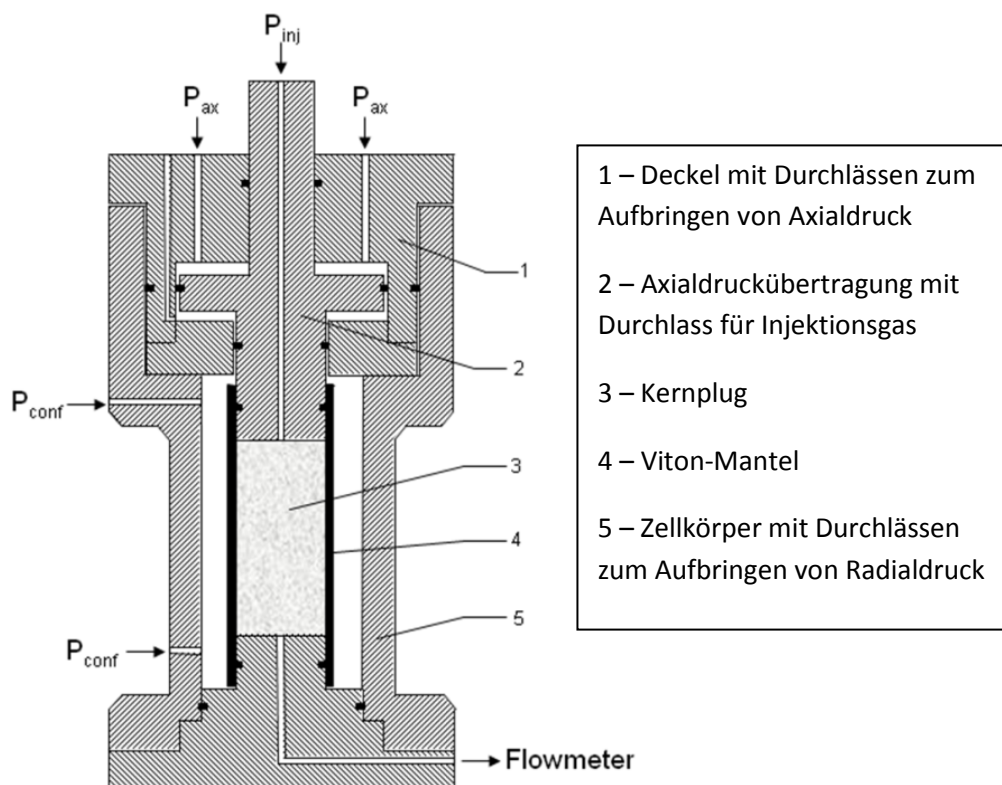


Abbildung 2-10: Schema des Zusammenbaus der Triaxialzellen der Permeabilitätsmessanlage.

Zwei der Zellen werden im üblichen Durchflussverfahren betrieben, bei dem gegen den Luftdruck als Druck auf der Ausgangsseite der Zelle gemessen wird (Abbildung 2-11, rechts). Eine dritte Zelle ist an einen Kompressor und zwei Quizix-Pumpen angeschlossen (Abbildung 2-11, links). Die Pumpen sind so mit der Zelle verbunden, dass zwei Pumpzylinder einer Pumpe das Fluid bzw. Gas in einem geschlossenem Kreislauf durch die Gesteinsprobe zirkulieren, während die Zylinder der zweiten Pumpe den Druck am Ausgang der Zelle auf einen vorgegebenen Wert konstant halten. Auf diese

Weise lässt sich bei der Permeabilitätsmessung ein Porendruck einstellen. Der Kompressor dient dazu, das Kreislauflsystem vor der eigentlichen Messung auf den gewünschten Druck zu bringen.



Abbildung 2-11: Zelle mit Kompressor und Quizix-Pumpen (links) und Zellen für Durchflussbetrieb (rechts).

2.2.3 Kapillardruckmessungen

Der Kapillardruck p_c ist allgemein formuliert als Differenz der Drücke zwischen der nicht-benetzenden (non-wetting) Phase (p_{nw}) und der benetzenden (wetting) Phase (p_w) (Tiab & Donaldson, 2004). Im Fall einer Gaslagerstätte ist die benetzende Phase das Formationswasser und die nicht-benetzende Phase das in der Lagerstätte enthaltene Gas. Zur Vereinfachung des Kapillarmodells kann man sich die komplexen Fließwege im Gestein als Bündel von porenäquivalenten Kapillarröhren vorstellen. Der Kapillardruck in einer Kapillare lässt sich aus der Höhe der Wassersäule in der Kapillare h , dem Radius r , dem Benetzungswinkel θ und der Grenzflächenspannung zwischen dem Gas und Wasser σ_{gw} berechnen (vgl. Abbildung 2-12). Die Kraft der Grenzflächenspannung wird im Gleichgewichtszustand durch das Gewicht der Wassersäule ausgeglichen:

$$\sigma_{gw} = \frac{r \cdot (\rho_w - \rho_g) \cdot g \cdot h}{2 \cdot \cos \theta} \quad [2-2]$$

Der Druckunterschied zwischen p_{nw} und p_w ergibt sich aus dem Unterschied des Gewichts der Wassersäule und dem der entsprechenden Luftsäule:

$$p_c = p_{nw} - p_w = (\rho_w - \rho_g) \cdot h \cdot g \quad [2-3]$$

Gleichung 2-3 in Gleichung 2-2 eingesetzt und nach p_c umgestellt ergibt somit die Gleichung für den Kapillardruck:

$$p_c = \frac{2 \cdot \sigma_{gw} \cdot \cos \theta}{r} \quad [2-4]$$

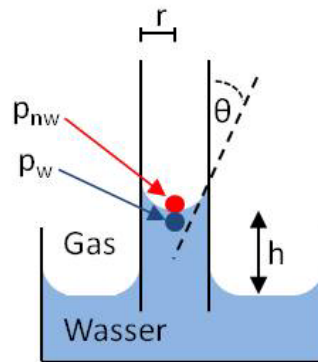


Abbildung 2-12: Wasseranstieg in einer Kapillare.

Zur Vereinheitlichung von Kapillardruckfunktionen lassen sich mit der Porosität und der Permeabilität der gemessenen Gesteinsprobe aus den Kapillardruckwerten Leverett- J -Werte bezogen auf die normalisierte Wassersättigung S_{wD} berechnen:

$$J(S_{wD}) = \frac{p_c(S_{wD})}{\sigma_{gw} \cdot \cos \theta} \cdot \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad [2-5]$$

Die normalisierte Wassersättigung ist dabei:

$$S_{wD} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{gc}} \quad [2-6]$$

Die Kapillardruckkurven wurden nach der „Porous-Plate“ Methode unter Verwendung von Formationswasser und Stickstoff als Messflüssigkeit bzw. Messgas durchgeführt. Dazu stand ein Messstand mit fünf ERGOTECH Universal MK-10 Pc-Rc Messzellen zur Verfügung.

Bei der Messung der Drainage-Kapillardruckkurve nach der Porous-Plate Methode steht die Gesteinsprobe in einer Messzelle auf einer semipermeablen Keramikplatte. Die Probe ist zu Anfang des Versuchs vollständig wassergesättigt. Im Laufe der Messung wird mit Stickstoff der Druck in der Zelle schrittweise erhöht und damit Wasser über die Keramikplatte aus der Probe verdrängt. In einer an die Zelle angeschlossenen Bürette wird die bei einem bestimmten Druck verdrängte Wassermenge gemessen. Abbildung 2-13 zeigt den schematischen Aufbau einer Messzelle. Die bei den Versuchen in dieser Arbeit verwendeten Keramikplatten hatten eine Porengröße von $0.08 \mu\text{m}$, womit ein maximaler Druck von knapp 2 MPa in der Zelle aufgebaut werden kann.

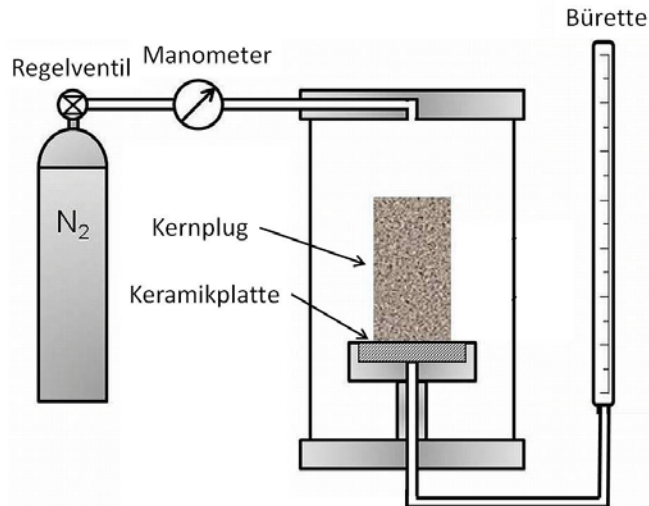


Abbildung 2-13: ERGOTECH Kapillardruck-Messzelle und schematischer Aufbau.

2.2.4 NMR-Messungen

NMR-Messungen (Nuclear Magnetic Resonance) können unter anderem zur Bestimmung der Anteile an gebundenem und mobilem Wasser in einem Kern und der Porenraumverteilung verwendet werden. Dieses Messverfahren nutzt die Tatsache, dass Teilchen mit einem Spin ein magnetisches Moment besitzen. In einem System von Teilchen ohne äußere Einflüsse sind die Richtungen der Spins und der magnetischen Momente zufällig verteilt, so dass die resultierende Magnetisierung gleich null ist. Wirkt ein Magnetfeld auf das System ein, richten sich die Spins der Teilchen so aus, dass eine resultierende Magnetisierung in gleicher Stärke und entgegengesetzter Richtung entsteht. Wird das äußere Magnetfeld wieder entfernt, klingt die induzierte Magnetisierung des Systems exponentiell wieder bis auf Null ab (vgl. Abbildung 2-14). Mit dem NMR Spektrometer wird die Abnahme der Intensität der Magnetisierung über die Zeit gemessen. Das gemessene Signal ist die Überlagerung der magnetischen Momente der einzelnen Teilchen im System.

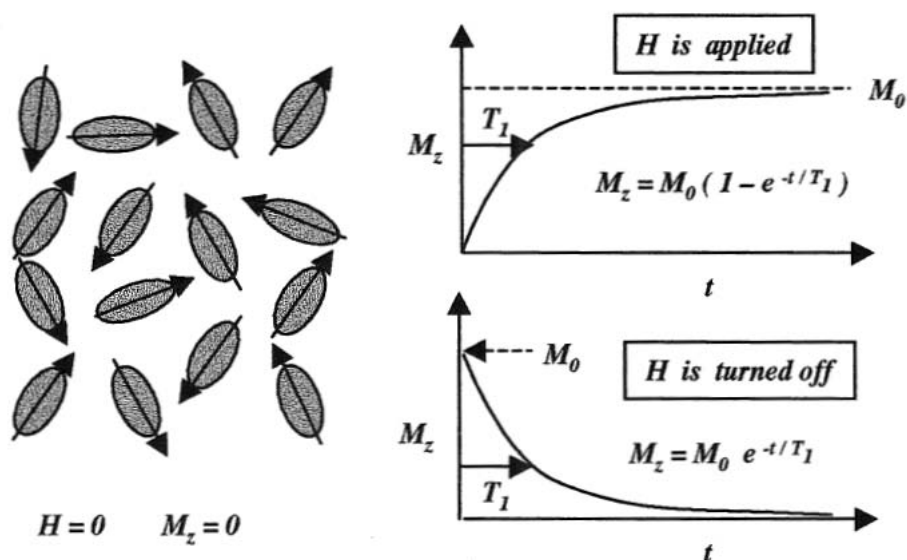


Abbildung 2-14: Ein Magnetfeld H richtet die zuvor zufällig orientierten Spins aus, so dass eine Magnetisierung M des Systems entsteht, die nach Abschalten des Magnetfelds wieder abklingt (Dunn et al., 2002).

Bei Gesteinsuntersuchungen wird das Signal im Wesentlichen durch Wasserstoffatome im Porenwasser der (teil-)gesättigten Plugs hervorgerufen. Die Stärke des Signals ist proportional zur Menge der vorhandenen Wasserstoffatome. Die Relaxationszeit ist Abhängig von der Mobilität der Wasserstoffatome, also der Größe der Poren, in dem sich die Atome befinden. Damit entsprechen die Intensitäten der Amplituden der Wassermenge in der untersuchten Gesteinsprobe und die Relaxationszeiten den Porengrößen. Aus den NMR-Messungen lassen sich somit die in einer Gesteinsprobe enthaltene Wassermenge und die Porengrößenverteilung ermitteln. Der Anteil der NMR-Kurve unterhalb einer bestimmten Relaxationszeit, des sogenannten Cut-Off Wertes, repräsentiert den gebundenen Wasseranteil, die Kurve über diesem Wert den Anteil an freiem (mobilen) Wasser (vgl. Abbildung 2-15). Bei den in dieser Arbeit untersuchten Plugs lag der Cut-Off Wert für tongebundenes Wasser bei 3.3 ms und für ton- und kapillargebundenes Wasser bei 33 ms. Die in dieser Arbeit gezeigten T_2 Relaxationszeitverteilungen wurden mit einem MARAN 7 NMR Spektrometer an den voll- und restwassergesättigten (S_{wi}) Kernplugs gemessen.

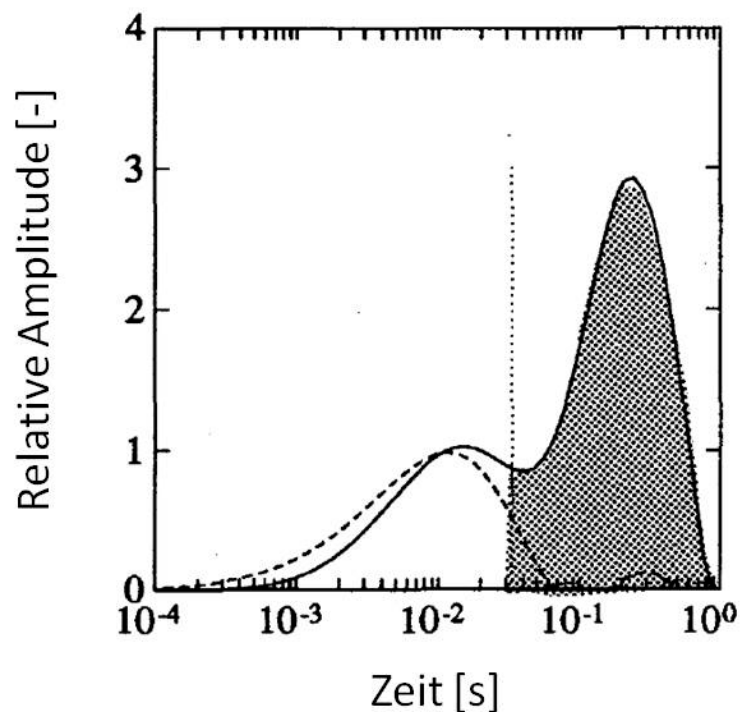


Abbildung 2-15: Die T_2 Verteilung eines Sandsteins bei vollständiger Wassersättigung (durchgezogene Linie) und nach Entsättigung (gestrichelte Linie). Cut-Off ist hier bei 33 ms (Straley et al., 1997).

2.2.5 Gesteinsmechanische Parameter/Wellengeschwindigkeiten

Die Bestimmung der Kompressions-, Scher- und Dehn- und Rayleighwellengeschwindigkeiten diente der Ermittlung gesteinsmechanischer Parameter (E , G , K Moduln und Poissonzahl). Für die Messungen wurde ein GEOTRON Ultraschall Messsystem verwendet (Abbildung 2-16). Dieses Messsystem nutzt im Dehnwellen-Messverfahren Eigenschwingungsformen in Verbindung mit Impulsdurchschallung zur Bestimmung elastischer Eigenschaften des Prüfkörpers (Geotron-Elektronik, 2004). Zur Messung wird die Gesteinsprobe zwischen zwei Prüfköpfe eingespannt und durchschallt.

Durch Messung der Ultraschall-Laufzeit, Eigenresonanz und Eigenschwingzeit werden die Geschwindigkeiten der Longitudinal-, Dilatations-, Scher- und Rayleighwelle ermittelt. Aus den Geschwindigkeiten der unterschiedlichen Wellenarten können die elastischen und mechanischen Parameter bestimmt werden. Für die Geschwindigkeiten der Longitudinal- und Transversalwellen v_l und v_t und den Elastizitätsmodul E sowie die Poissonzahl ν gelten folgende Beziehungen (Rentsch & Krompholz, 1961):

$$v_l = \sqrt{\frac{E}{\rho} \cdot \frac{1-\nu}{1-\nu-2\nu^2}} \quad [2-7]$$

$$v_t = \sqrt{\frac{E}{\rho} \cdot \frac{1}{2 \cdot (1+\nu)}} \quad [2-8]$$

Aus diesen Parametern lassen sich weitere gesteinsmechanische Kennzahlen, wie z. B. die Kompressibilität, berechnen (vgl. Kapitel 1.2.4).

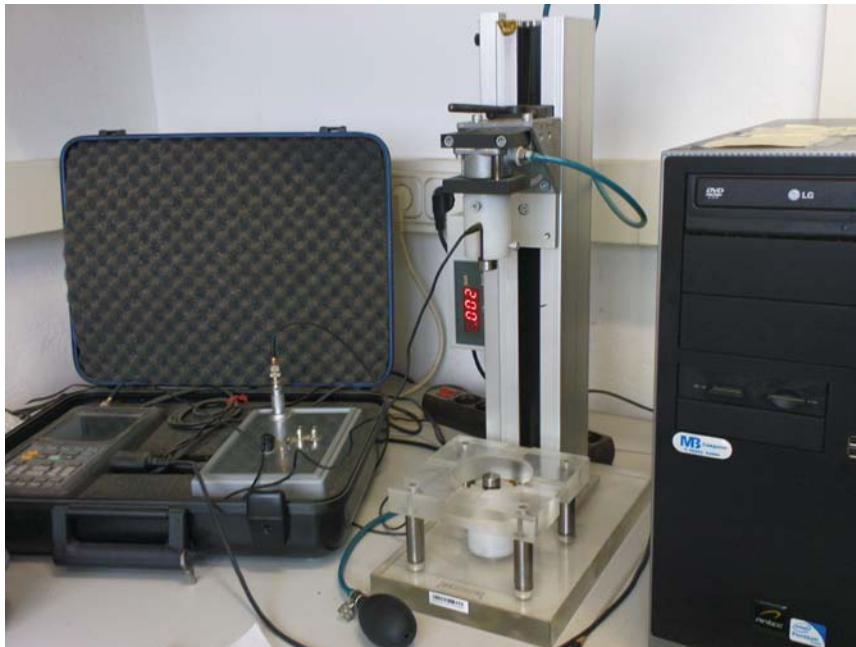


Abbildung 2-16: GEOTRON Ultraschall Messsystem zur Bestimmung gesteinsmechanischer Parameter aus Wellengeschwindigkeiten.

3 Ergebnisse der Messungen

3.1 Grundlegende Eigenschaften der Rotliegend Sandsteinproben

3.1.1 Petrophysikalische Eigenschaften

Die in dieser Arbeit verwendeten Kernplugs decken einen weiten Bereich der für die untersuchte Rotliegend Sandstein Formation typischen Poro-Perm Eigenschaften ab. Die Porositäten liegen zwischen 2 % und 12 % und die Basispermeabilitäten zwischen 0.006 mD und 8.56 mD, wobei die meisten Plugs im Bereich unter 0.6 mD liegen (Tabelle 3-1) und damit nach Definition der Deutschen

Wissenschaftlichen Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e. V. (DGMK) zum Tight Gas zählen. Die Porositäts-Permeabilitätsbeziehung entspricht dem für norddeutsche Rotliegend Sandsteine zu erwartenden Trend (Abbildung 3-1).

Tabelle 3-1: Übersicht der grundlegenden Daten der verwendeten Kernplugs.

Plug ID	Bohrung	Teufe [m]	Member	Porosität [%]	k_a [mD]	S_{wi} [-]	P_d [MPa]	ρ_{Bulk} [g/cm ³]
VZ5 1.1	Well Z5	4837.65 - 4837.77	Wustrow	8.1	0.23	0.483	0.252	2.45
VZ5 2.1	Well Z5	4895.64 - 4895.76	Ebsdorf/Einloh	4.9	0.20	0.508	0.280	2.52
VZ5 3.1	Well Z5	4897.02 - 4897.15	Ebsdorf/Einloh	7.1	0.43	0.375	0.170	2.47
VZ4 4.1	Well Z4	4852.41 - 4852.54	Niendorf	12.4	2.52	0.277	0.033	2.30
VN23 5.1	Well N-Z3	5413.51 - 5413.68	Dethlingen	12.0	2.98	0.260	0.035	2.16
VZ5 1.2	Well Z5	4837.65 - 4837.77	Wustrow	8.9	0.33	0.336	0.155	2.41
VZ5 2.2	Well Z5	4895.64 - 4895.76	Ebsdorf/Einloh	4.4	0.05	0.556	0.159	2.54
VZ5 3.2	Well Z5	4897.02 - 4897.15	Ebsdorf/Einloh	7.3	0.22	0.474	0.153	2.47
VZ4 4.2	Well Z4	4852.41 - 4852.54	Niendorf	11.6	×	0.162	0.039	2.34
VN23 5.2	Well N-Z3	5413.51 - 5413.68	Dethlingen	10.4	0.76	0.296	0.100	2.37
01_VZ2	Well Z2	5538.32	Wustrow	5.2	0.024	×	×	2.51
07_VZ5	Well Z5	4902.83	Dethlingen	7.1	0.184	×	×	2.44
05_VZ6	Well Z6	5111.29	Dethlingen	1.9	0.009	×	×	2.61
03_VN23	Well N-3	5506.40	Dethlingen	3.2	0.006	×	×	2.55
2352C	Well N-Z5	2352.00	Rotliegend	8.8	0.78	0.283	0.015	2.40
2480A	Well N-Z5	2480.00	Rotliegend	6.9	0.41	0.385	0.042	2.46
1471A	Well N-Z5	1471.00	Rotliegend	8.8	2.40	0.331	0.026	2.41
1362C	Well N-Z5	1362.00	Rotliegend	10.2	8.56	0.194	0.019	2.38

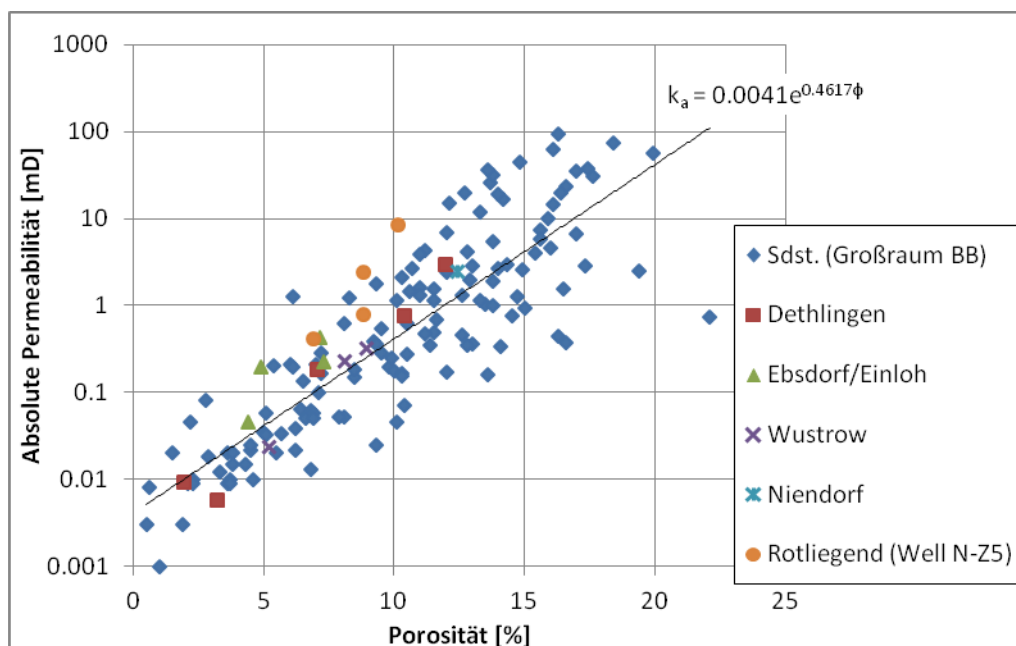


Abbildung 3-1: Porositäts-Permeabilitätsbeziehung der untersuchten Kernplugs im Vergleich mit anderen Rotliegend Sandsteinen aus dem Großraum Brandenburg (BB). Die Vergleichsdaten stammen aus dem Bestand des ehemaligen Zentralen Geologischen Instituts der DDR.

Röntgenscans der Kernplugs zeigen Strukturen, die auf feine Schichtung, Mineraleinschlüsse, Auflockerungen und Mikrorisse hindeuten. Die Wustrow und Niendorf Sandsteine zeigen lokal höhere und niedrigere Dämpfung des Röntgensignals (erkennbar als helle und dunkle Stellen im Röntgenbild), die durch dichtere Mineraleinschlüsse und lokale Konzentration größerer Poren oder Mikrokluft verursacht worden sein könnten (Abbildung 3-2) (Pusch et al., 2006). Die Sandsteine weisen außerdem eine im Röntgenscan erkennbare Schichtung auf. Bei den Ebsdorf und Dethlingen Sandsteinen ist ebenfalls ein Schichtung erkennbar (Abbildung 3-3). Die Dichteunterschiede sind bei diesen Sandsteinen allerdings weniger stark ausgeprägt, was auf einen geringeren Grad der diagenetischen Mineralisation und Zementation hinweist (Pusch et al., 2006).

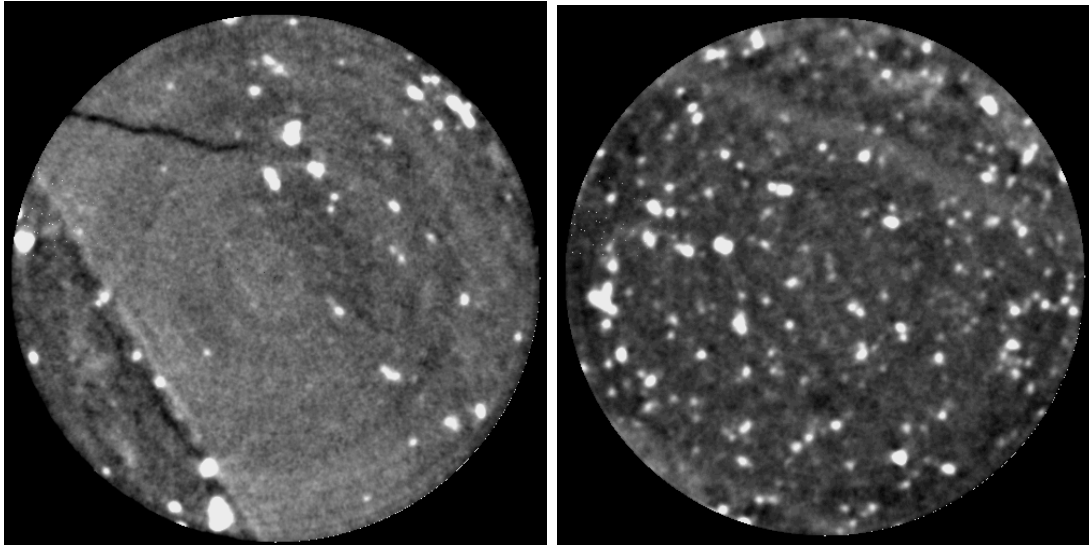


Abbildung 3-2: Röntgen-Scans eines Wustrow Plugs (links) und eines Niendorf Sandsteinplugs (rechts) (Meyn in Pusch et al, 2006).

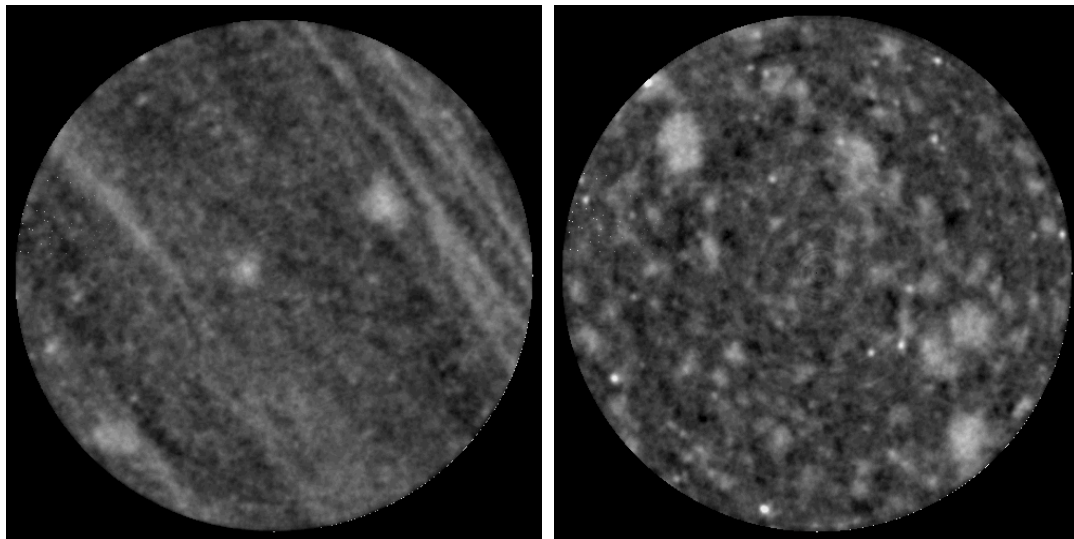


Abbildung 3-3: Röntgen-Scans eines Ebsdorf Plugs (links) und eines Dethlingen Plugs (rechts) (Meyn in Pusch et al., 2006).

Mittels NMR T_2 Spektroskopie wurde eine schnelle Charakterisierung der Wassermobilität im Porenraum durchgeführt. Um zu zeigen, dass sich mit T_2 Spektroskopie der gesamte Wasseranteil im Porenraum nachweisen lässt, wurden an repräsentativen Kernplugs bei unterschiedlichen Sättigungszuständen NMR-Messungen durchgeführt. Die lineare Abnahme der NMR Intensität mit abnehmender Sättigung ist ein Indiz, dass sich auch kapillar gebundenes Wasser in kleinsten

Porenräumen mit dieser Messung nachweisen lässt. Abbildung 3-4 zeigt das Ergebnis für einen typischen Sandstein (Oberkirchener). Ein Teil des tongebundenen Wassers wird im NMR Spektrum nicht gezeigt, was die Nichtlinearität des NMR Signals für niedrigen Wassergehalt verursacht (Pusch et al., 2008). Referenzmessungen an Testplugs aus der Lokation des in dieser Arbeit verwendeten Kernmaterials zeigen eine lineare Abnahme des NMR Signals mit abnehmender Wassersättigung (Abbildung 3-5). Für die in dieser Arbeit untersuchten Plugs kann daher angenommen werden, dass sich aus den NMR-Messungen zuverlässig Wassersättigungen (Restwassersättigung/nicht-reduzierbare Wassersättigung) ermitteln lassen.

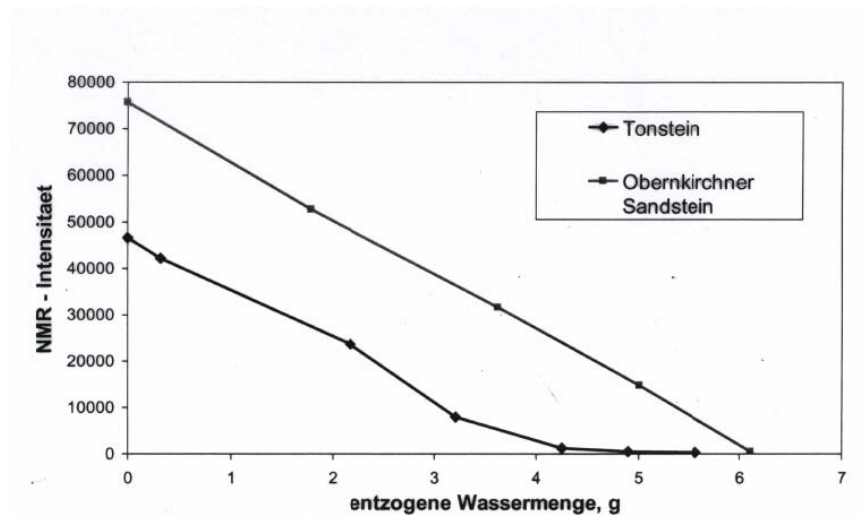


Abbildung 3-4: Referenzmessungen an Tonstein und Oberkirchener Sandstein (Meyn in Pusch et al., 2008).

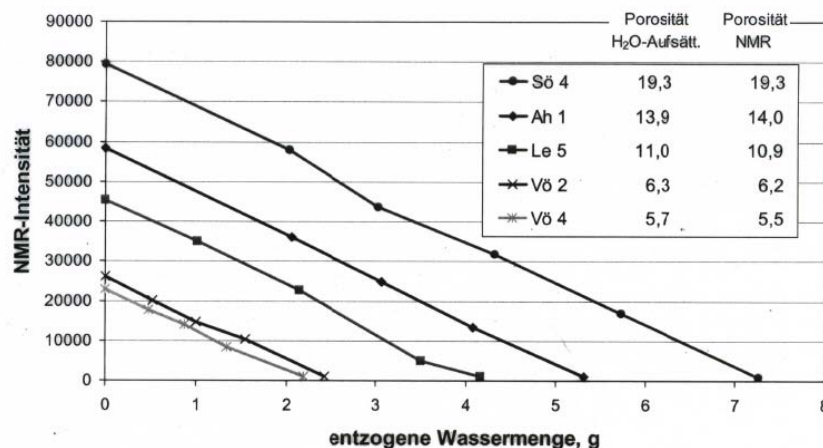


Abbildung 3-5: Referenzmessungen an Rotliegenden Testplugs (Meyn in Pusch et al., 2008).

Mit den Ergebnissen der direkten Messung der nichtreduzierbaren Wassersättigungen aus den Kapillardruckexperimenten wurden die T_2 Cut-Off Werte für die untersuchten Plugs kalibriert. Die mit dem üblicherweise angenommenen Cut-Off Wert von 33 ms aus den T_2 Spektren berechneten nichtreduzierbaren Wassersättigungen liegen deutlich über den direkt gemessenen Werten. Um aus den T_2 Spektren die korrekten Sättigungen zu berechnen müssen Cut-Off Werte von 3 ms – 6.5 ms angenommen werden. Diese Abweichung könnte am relativ hohen Anteil fein verteilter porenfüllender Minerale und Zementminerale liegen, die zu einer Reduzierung der Relaxationszeiten

und einer Verschiebung der T_2 Verteilung zu kleineren Werten führen (Pusch et al., 2008). Für die in dieser Arbeit untersuchten Sandsteine wurden daher Cut-Off Werte der Relaxationszeit von 3.3 ms für den tongebundenen Anteil des Wassers angenommen und 33 ms für den ton- und kapillargebundenen Anteil, also den gesamten immobilen Anteil des Wassers im Porenraum.

Die NMR Spektren der untersuchten Plugs zeigen überwiegend zwei klar erkennbare Peaks. Der Vergleich der NMR Spektren der Plugs im vollgesättigten und im restwassergesättigten Zustand zeigt eine Abnahme der NMR Signale bei niedrigen Relaxationszeiten und eine vollständige Abnahme bei Relaxationszeiten über 10 ms. Das bedeutet, dass das freie Wasser (repräsentiert durch T_2 -Zeiten über 33 ms) und das kapillargebundene Wasser (repräsentiert durch T_2 -Zeiten zwischen 3.3 und 33 ms) durch die Gasphase (Stickstoff) bei Drücken bis 1.8 MPa (maximaler Druck bei den Kapillardruckmessungen) weitestgehend verdrängt werden kann (Pusch et al., 2008). Zudem deutet dies auf eine gute Vernetzung der Poren untereinander hin. Eine Ausnahme stellen die sehr dichten Plugs 01_VZ2, 05_VZ6 und 03_VN3 mit Basispermeabilitäten unter 0.03 mD und Plug 07_VZ5 mit einer Basispermeabilität von 0.184 mD dar. Diese Plugs enthalten auch im vollgesättigten Zustand kaum freies Wasser (vgl. Abbildung 3-11). Daher konnten an diesen Plugs keine Kapillardruckkurven gemessen werden.

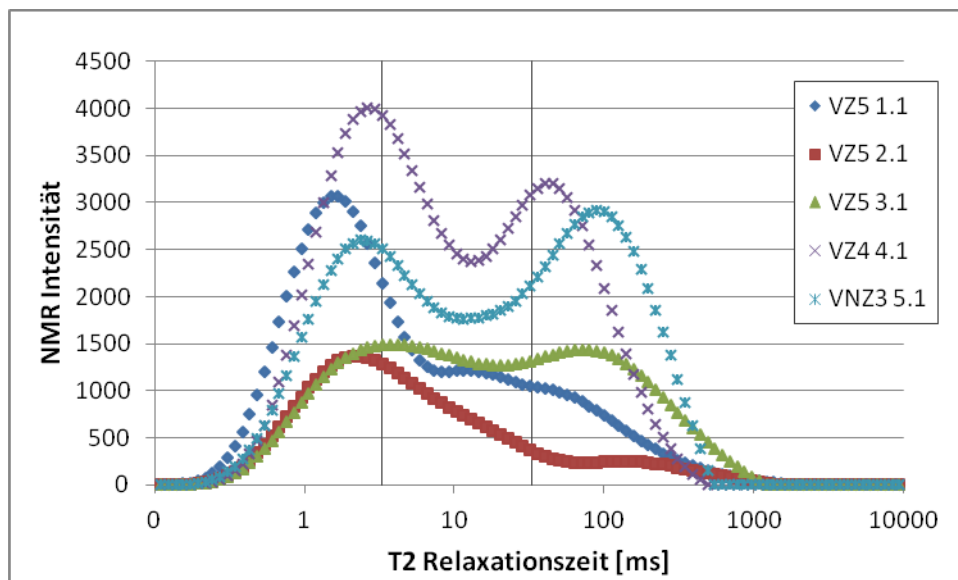


Abbildung 3-6: NMR Spektren der Plugs VZ5 1.1, VZ5 2.1, VZ5 3.1, VZ4 4.1 und VN3 5.1 (Meyn in Pusch et al., 2006).

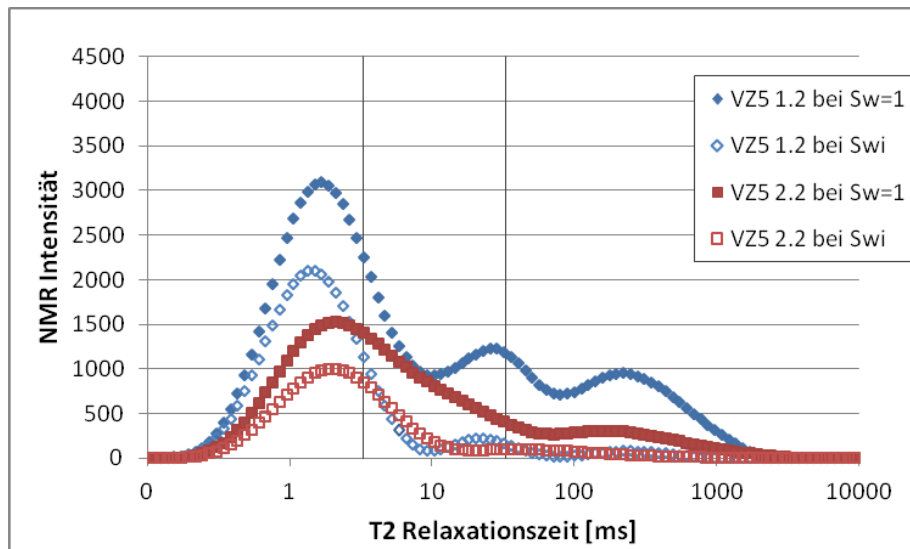


Abbildung 3-7: NMR Spektren der Plugs VZ5 1.2 und VZ5 2.2 (Meyn in Pusch et al., 2008).

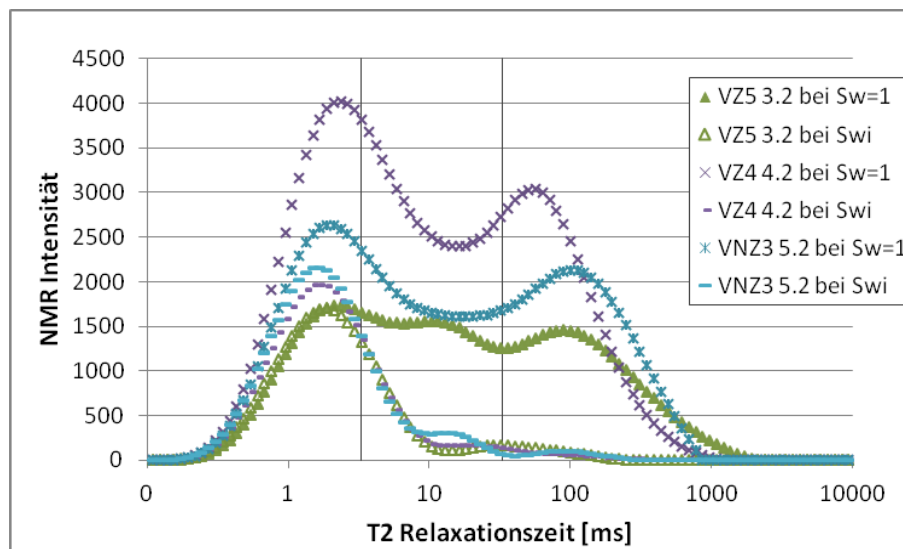


Abbildung 3-8: NMR Spektren der Plugs VZ5 3.2, VZ4 4.2 und VN23 5.2 (Meyn in Pusch et al., 2008).

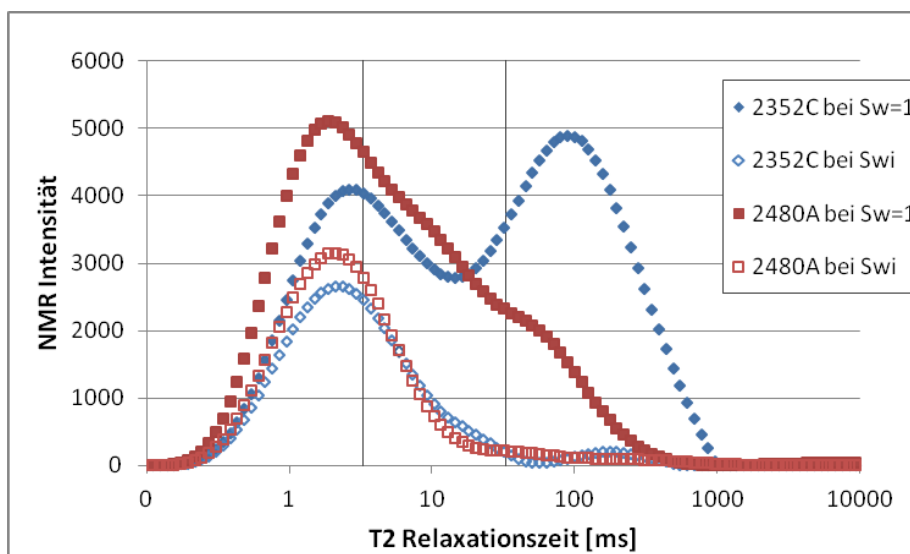


Abbildung 3-9: NMR Spektren der Plugs 2352C und 2480A (Meyn in Pusch et al., 2008).

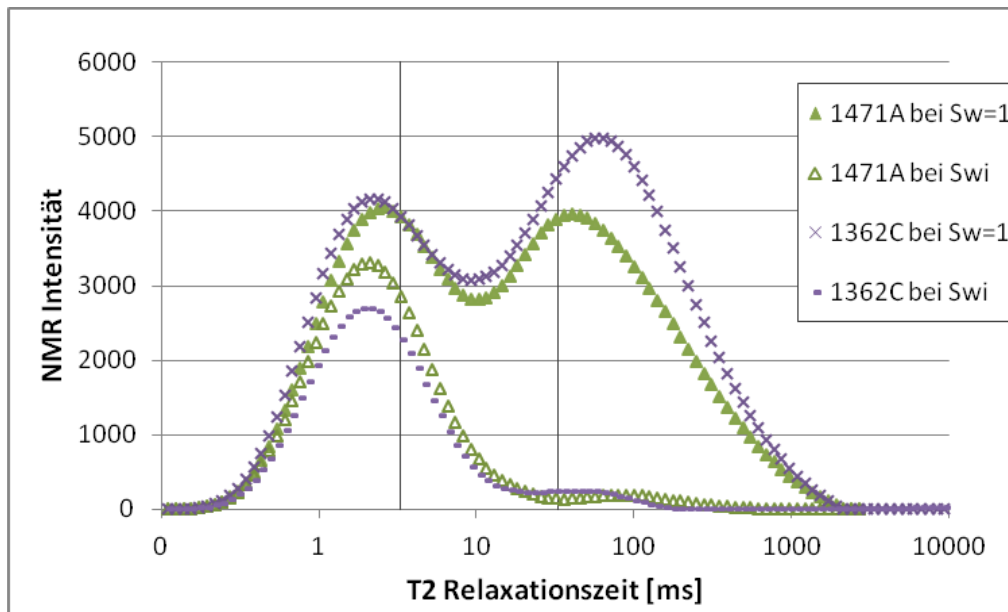


Abbildung 3-10: NMR-Spektren der Plugs 1471A und 1362C (Meyn in Pusch et al., 2008).

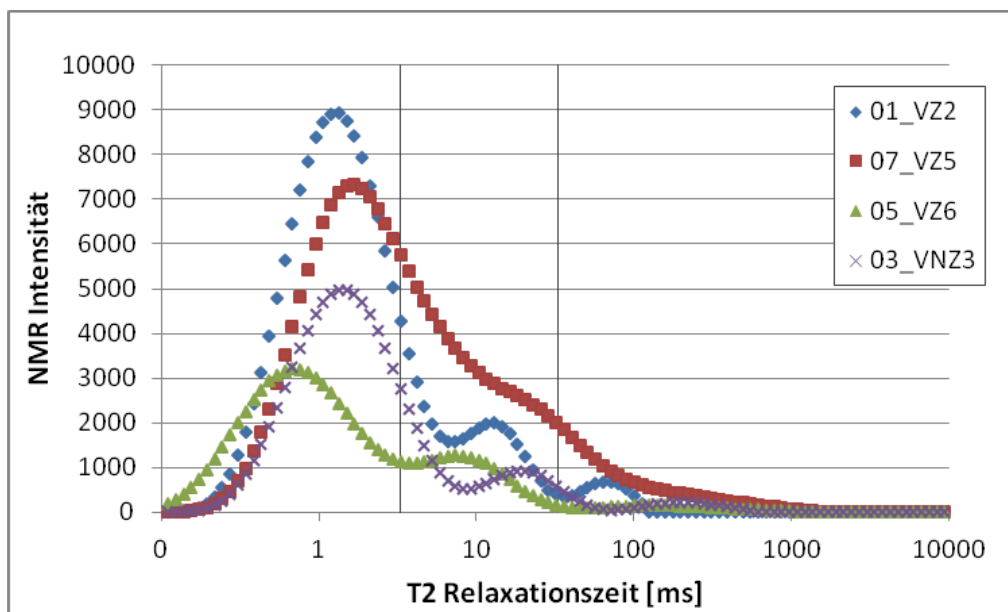


Abbildung 3-11: NMR-Spektren der Plugs 01_VZ2, 07_VZ5, 05_VZ6 und 03_VNZ3 (Ganzer, Reitenbach & Albrecht, 2010).

Die Abbildung 3-12, Abbildung 3-13 und Abbildung 3-14 zeigen die gemessenen Kapillardruckfunktionen. Aus den Kapillardruckfunktionen lassen sich der Sperrdruck, die Restwassersättigung beim maximalen Drainagedruck bzw. die nichtreduzierbare Wassersättigung S_{wi} , und der Parameter λ , der die Porengrößenverteilung charakterisiert, bestimmen. Mit diesen Parametern lassen sich die relativen Permeabilitäten am Endpunkt, z. B. mit Hilfe der Korrelationen von Corey & Brooks oder Sampath & Keighin, berechnen. Die aus den Messungen gewonnenen Daten und die Korrelationsfunktionen sind in den Rock Data Catalog aufgenommen worden (vgl. Kapitel 4). Die aus den Kapillardruckfunktionen abgeleiteten Sperrdrücke, nichtreduzierbaren

Wassersättigungen (siehe Tabelle 3-1) und Leverett- J -Werte wurden zur Validierung der in Kapitel 3.2.6 gezeigten Korrelationen verwendet.

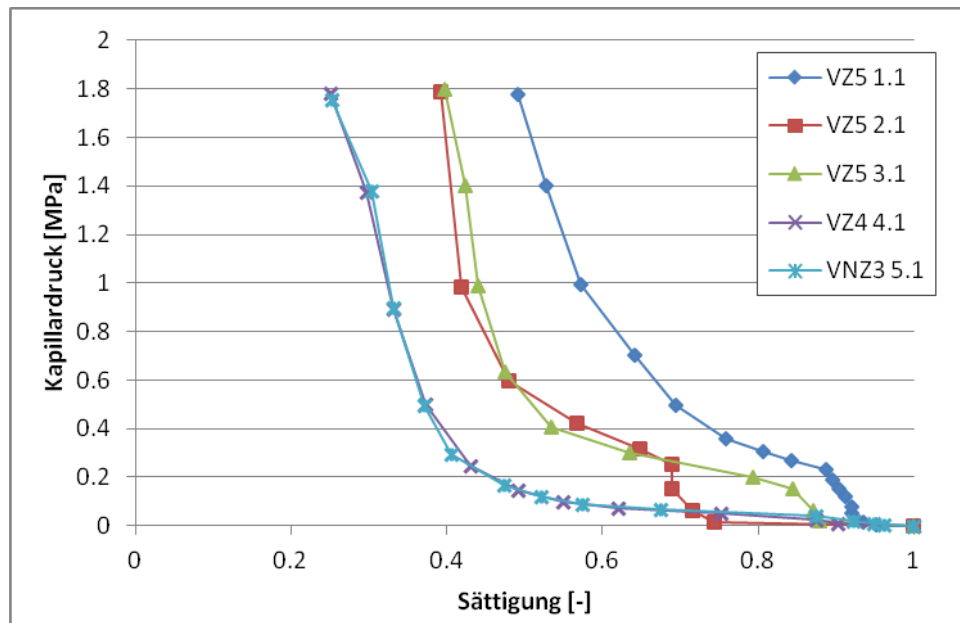


Abbildung 3-12: Die Kapillardruckfunktionen der Plugs VZ5 1.1, VZ5 2.1, VZ5 3.1, VZ4 4.1 und VNZ3 5.1 (Meyn in Pusch et al., 2006).

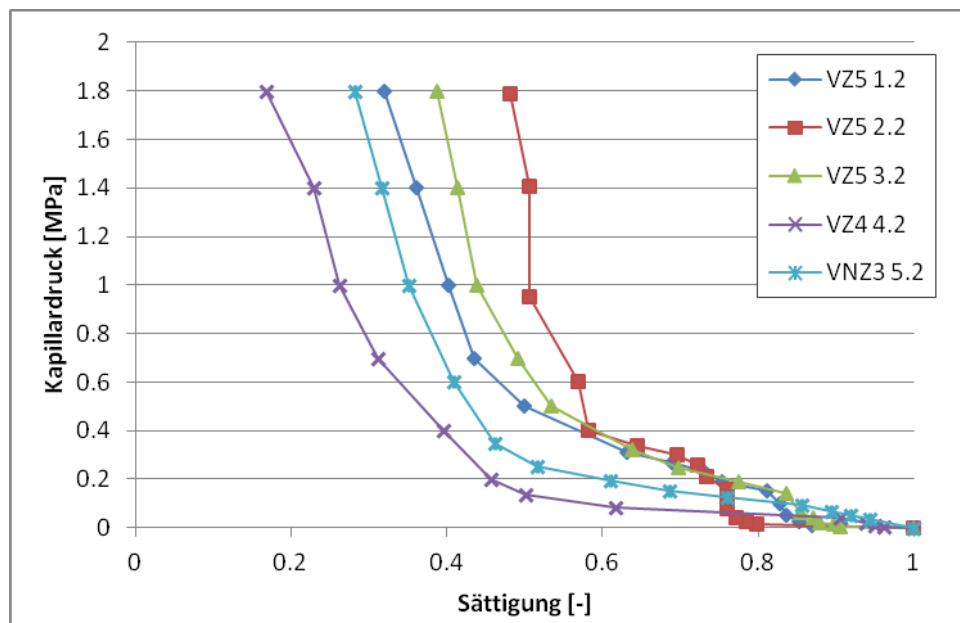


Abbildung 3-13: Die Kapillardruckfunktionen der Plugs VZ5 1.2, VZ5 2.2, VZ5 3.2, VZ4 4.2 und VNZ3 5.2 (Meyn in Pusch et al., 2008).

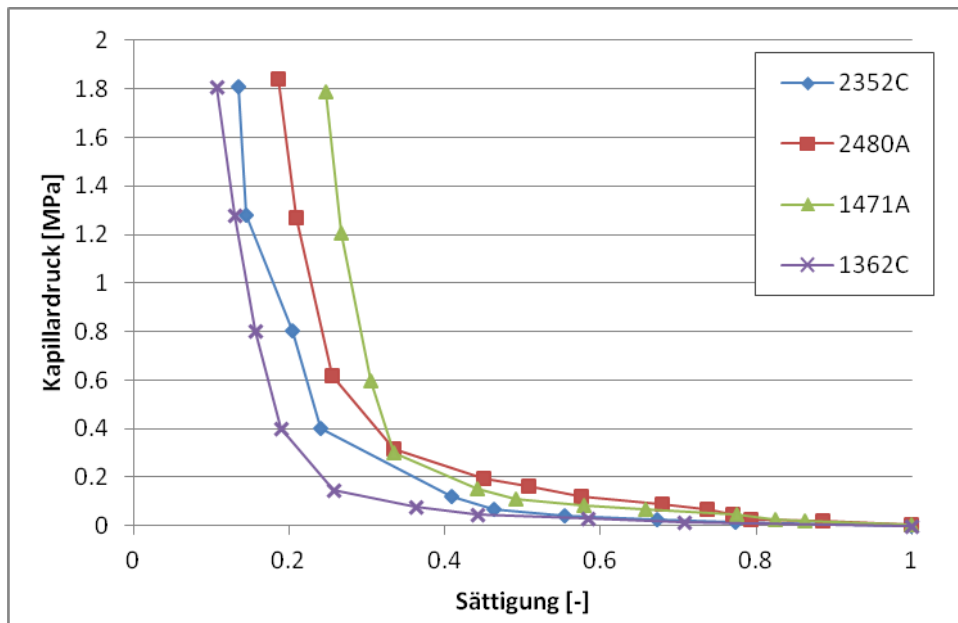


Abbildung 3-14: Die Kapillardruckfunktionen der Plugs 2352C, 2480A, 1471A und 1362C (Meyn in Pusch et al., 2008).

3.1.2 Einfluss der Wassersättigung auf die Durchflusseigenschaften

Die Durchlässigkeit dichter Sandsteine für Gas wird neben den Spannungsverhältnissen wesentlich von der residualen Wassersättigung beeinflusst. Im Rahmen dieser Arbeit wurde daher auch die Gaspermeabilitäten bei nichtreduzierbarer Wassersättigung (S_{wi}) gemessen (Abbildung 3-15). Die nichtreduzierbare Wassersättigung wurde durch Entsättigen der Plugs in den Kapillardruckmesszellen erreicht. Abbildung 3-16 zeigt die bei S_{wi} gemessenen effektiven Endpunkt-Gaspermeabilitäten im Vergleich zu den absoluten Permeabilitäten. Unterhalb einer absoluten Permeabilität von 1 mD ist die Permeabilität bei Restwassersättigung bis zu einer Zehnerpotenz verringert. Bei den Plugs unterhalb von 1 mD liegen die Restwassersättigungen bei bis zu 56 %, während die Plugs über 1 mD bei 16 % – 33 % liegen. Allgemein sind die Restwassersättigungen in Folge der Tonmineralanteile relativ hoch (vgl. Tabelle 2-2 und Tabelle 3-1). Einen weiteren permeabilitätsreduzierenden Effekt stellt die Quelfähigkeit der Tonminerale dar, der sich bei niederpermeablen Proben stärker auswirkt als bei höherpermeablen Plugs. Die ohnehin engen Fließwege z. B. durch Porenhäule können dadurch z. T. verschlossen werden. Diese Effekte könnten auch eine Erklärung für die sehr niedrigen spezifischen Wasserpermeabilitäten liefern (Abbildung 3-17). Tabelle 3-2 gibt einen Überblick über die bei dem technisch notwendigen minimalen Manteldruck von 3 MPa gemessenen Permeabilitätswerte.

Abbildung 3-15 zeigt die gemessenen effektiven Endpunkt-Gaspermeabilitäten in Abhängigkeit der jeweiligen Wassersättigung. Die aus den effektiven Endpunkt-Gaspermeabilitäten abgeleiteten relativen Permeabilitäten für Gas sind in Abbildung 3-18 im Vergleich mit der von Sampath & Keighin (1982) für nordamerikanische Sandsteine aufgestellten relativen Permeabilitätsfunktion dargestellt. Die relativen Permeabilitäten der norddeutschen Sandsteinproben weichen z. T. von den Werten für die nordamerikanischen Gesteine ab. Allerdings gibt es eine deutliche Streuung der Werte, was die Aussagekraft der hier aufgestellten relativen Permeabilitätsfunktion einschränkt. Die Abweichung könnte auf mineralogische Unterschiede zurückzuführen sein. So liegt der Tonanteil der von Sampath & Keighin (1982) untersuchten Proben im Mittel bei 5.7 %, während die in dieser Arbeit verwendeten Plugs Tonmineralanteile bis zu maximal 4 % aufweisen (vgl. Tabelle 2-2), wobei allerdings die

norddeutschen Sandsteine einen höheren Illit-Gehalt aufweisen. Dies wirkt sich auf die Restwassersättigung aus, die in den norddeutschen Sandsteinen höher ist als in nordamerikanischen Sandsteinen (vgl. Abbildung 3-34). Der hohe Anteil immobilen Wassers bewirkt, dass die effektiven Permeabilitäten niedriger ausfallen, als nach den Ergebnissen der Messungen an nordamerikanischen Sandsteinen zu erwarten wäre.

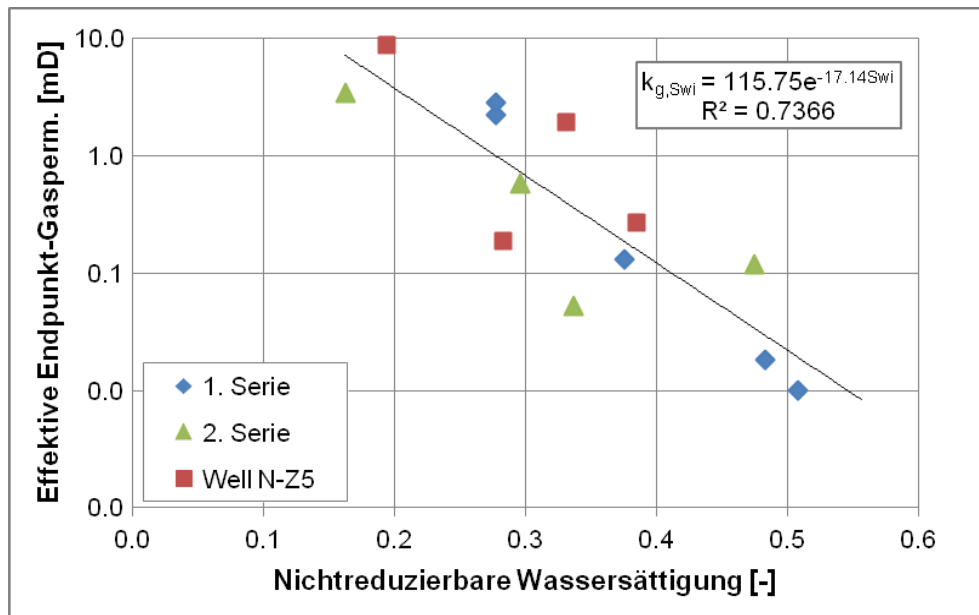


Abbildung 3-15: Effektive Endpunkt-Gaspermeabilität in Abhängigkeit von der nichtreduzierbaren Wassersättigung.

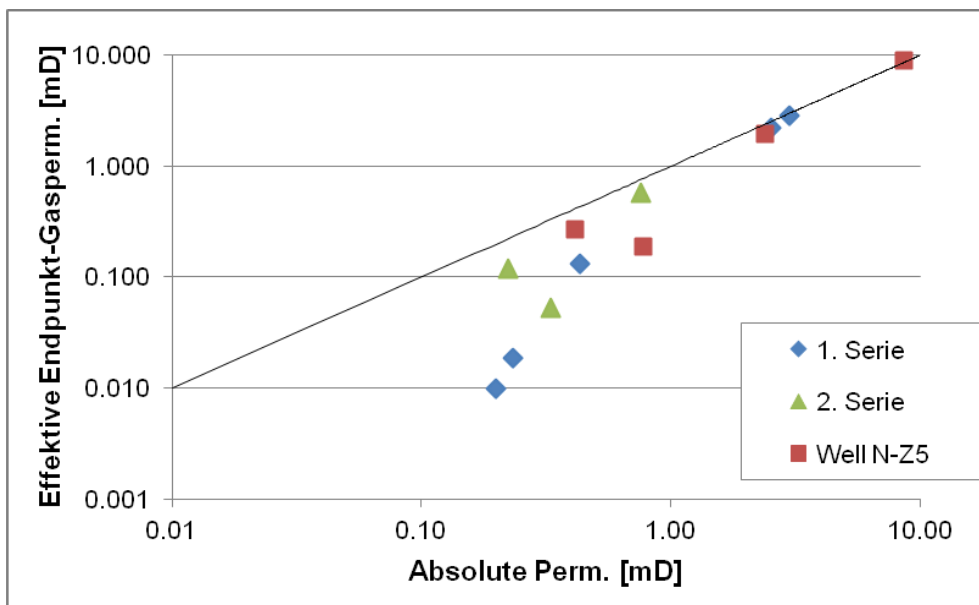


Abbildung 3-16: Effektive Endpunkt-Gaspermeabilität bei S_{wi} gegen die absolute Permeabilität.

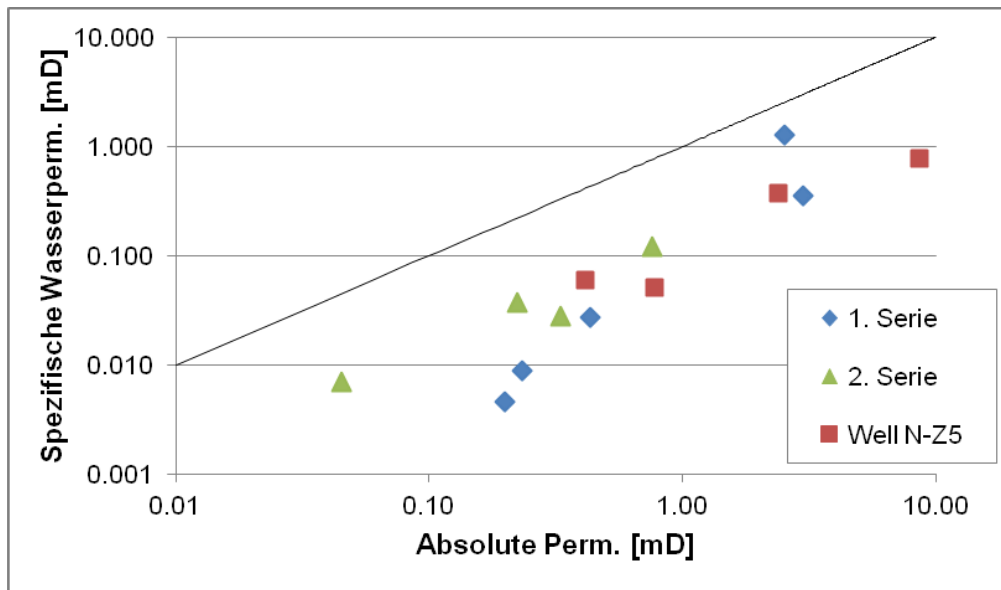


Abbildung 3-17: Spezifische Wasserpermeabilität vs. absolute Permeabilität.

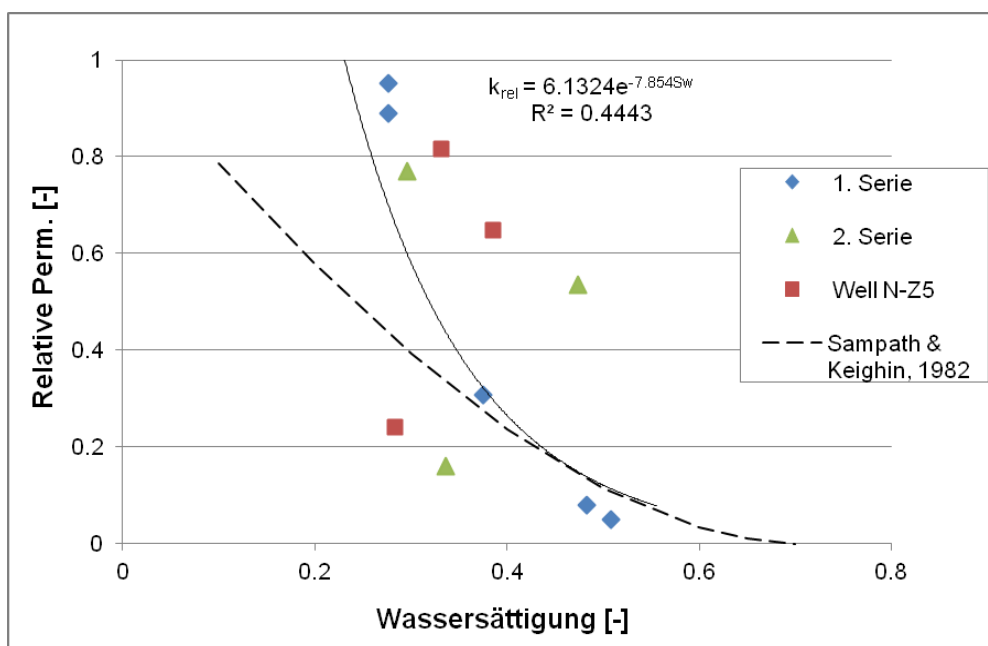


Abbildung 3-18: Relative Permeabilitäten im Vergleich mit der von Sampath & Keighin aufgestellten Relativen-Permeabilitäts-Kurve.

Tabelle 3-2: Permeabilitäten und Porositäten der Rotliegend Plugs (gemessen bei 3 MPa Manteldruck).

Plug ID	Abs. Perm. k_a [mD]	Eff. Endpunkt- Gasperm. [mD]	Spez. Wasser- perm. k_w [mD]	Porosität [%]
VZ5 1.1	0.232	0.018	0.009	8.07
VZ5 2.1	0.198	0.010	0.005	4.88
VZ5 3.1	0.433	0.133	0.028	7.13
VZ4 4.1	2.515	2.240	1.260	12.43
VNZ3 5.1	2.978	2.832	0.357	11.98
VZ5 1.2	0.329	0.052	0.028	8.90
VZ5 2.2	0.045	0.000	0.007	4.40
VZ5 3.2	0.222	0.119	0.037	7.32
VZ4 4.2	-	3.424	1.249	11.62
VNZ3 5.2	0.756	0.582	0.121	10.41
2352C	0.779	0.187	0.051	8.80
2480A	0.413	0.267	0.059	6.93
1471A	2.396	1.953	0.368	8.83
1362C	8.562	8.885	0.768	10.17

3.1.3 Geomechanische Eigenschaften und Einfluß der Spannung auf das Porenraumvolumen

Am Kernstück aus der Bohrung Well N-Z3 wurden nach der in Kapitel 2.2.1 beschriebenen Methode der Rückgang des Porenraumvolumens bei steigendem isostatischem Auflastdruck (Kompressibilität) und die Wiederzunahme bei abnehmendem Auflastdruck über mehrere Zyklen direkt gemessen. An den Plugs aus demselben Kern selbst konnte diese Messung nicht durchgeführt werden, da sie zu klein sind, um eine ausreichende Genauigkeit bei der Messung erreichen zu können. Das Kernstück VN-Z3 hat eine Bulkichte von 2.3 g/cm^3 und eine Porosität von 11.95 % und liegt damit zwischen den Werten der beiden aus demselben Kernstück ausgebohrten Plugs VNZ3 5.1 und VNZ3 5.2 mit Bulkichten von 2.16 g/cm^3 und 2.37 g/cm^3 und Porositäten von 12.0 % und 10.4 %. Daher kann davon ausgegangen werden, dass die am Kernstück gemessenen Werte auch für diese beiden Plugs repräsentativ sind. Abbildung 3-19 zeigt die Ergebnisse. Auf dem linken Diagramm ist die Porositätsänderung über den Auflastdruck dargestellt, während das rechte Diagramm die Porositätsänderungen, die bei den Be- und Entlastungszyklen aufgetreten sind, gegen die Zeit zeigt. Allgemein nimmt die Porosität mit zunehmender Auflast ab und bei Druckabnahme wieder zu. Dabei liegen die Werte bei jedem Zyklus niedriger als beim vorherigen Durchlauf, bis nach 6 Be- und Entlastungszyklen keine nennenswerte Änderung mehr zu beobachten ist. Um zu untersuchen, wie groß der Anteil der dauerhaften Deformation an den Porenraumvolumenänderungen ist, wurde das Kernstück nach dem Versuch einige Wochen ruhen gelassen und danach die Porosität erneut gemessen. Dabei wurde ein Wert von 11.03 % bestimmt. Dies liegt nur knapp unterhalb des Ausgangswerts vor der Kompressibilitätsmessung von 11.95 %. Die Verformung ist also nahezu reversibel. Wird dem Gestein keine Möglichkeit zur Erholung gegeben, tritt Hysterese auf (vgl. Abbildung 3-19). Über eine kurze Zeitdauer betrachtet wird das Gestein also komprimiert. Bei Entlastung über einen langen Zeitraum kann sich das Gestein dagegen wieder nahezu vollständig erholen. Dieses Deformationsverhalten lässt sich als visko-elastisch beschreiben (vgl. Kapitel 1.2.4).

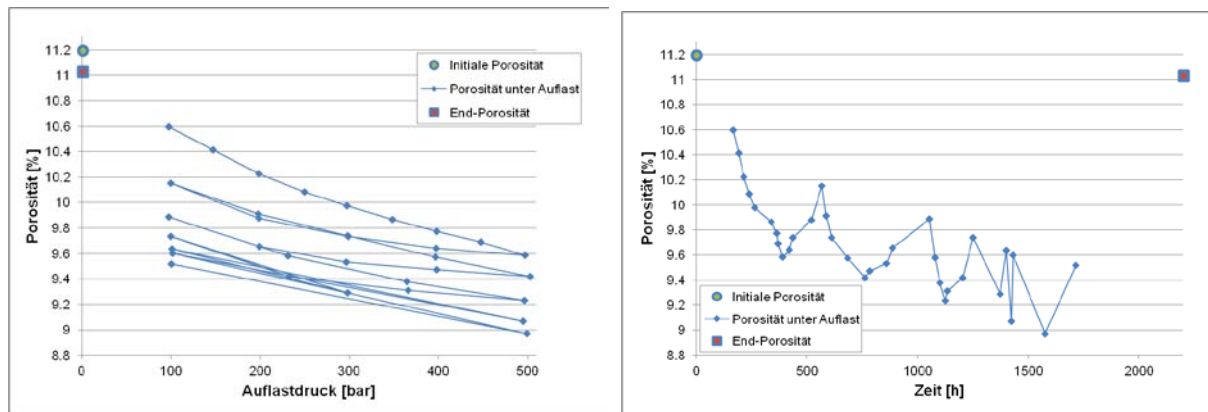


Abbildung 3-19: Rückgang des Porenraumvolumens des Kerns VN-Z3 über den Auflastdruck (links) bzw. über die Zeit (rechts).

Nach der in Kapitel 2.2.5 beschriebenen Methode wurden an der Gesteinsprobe VN-Z3 verschiedene Wellengeschwindigkeiten gemessen und daraus gesteinsmechanische Parameter bestimmt. Beim trockenen Kern lag die Druckwellengeschwindigkeit (P-Welle) bei 2130 m/s und die Scherwellengeschwindigkeit (S-Welle) bei 1430 m/s. Im aufgesättigten Zustand lagen die Wellengeschwindigkeiten bei 3280 m/s für die P-Welle und 1070 m/s für die S-Welle. Die vollständigen Messdaten sind in Tabelle 3-3 dargestellt. Die durchschnittlichen Geschwindigkeiten für P-Wellen im (trockenen) Sandstein liegen bei 3630 – 5790 m/s und für S-Wellen bei 2260 m/s (Schön, 1998). Die hier gemessenen Wellengeschwindigkeiten sind also sehr niedrig. Das korrespondiert mit der für Sandstein niedrigen Dichte. Die niedrigen Wellengeschwindigkeiten deuten auch auf einen geringen Grad der Konsolidierung bzw. Zementation der Gesteinsmatrix hin.

Im aufgesättigten Zustand ist die P-Wellengeschwindigkeit höher als im trockenen Zustand, da in Wasser diese Geschwindigkeit höher als in Luft ist (ca. 350 m/s in Luft bei Raumtemperatur zu ca. 3500 m/s in Wasser (Schön, 1998)). S-Wellen breiten sich nicht in Wasser aus, d. h. die S-Wellengeschwindigkeit ist hier gleich 0. Daher bewirkt Wasser in der Gesteinsmatrix eine Verringerung der S-Wellengeschwindigkeit im Vergleich zum trockenen Zustand. Entsprechend ergeben sich unterschiedliche gesteinsmechanische Parameter, die gemäß den Gleichungen 2-7 und 2-8 (siehe Kapitel 2.2.5) aus den Geschwindigkeiten berechnet wurden. So ergibt sich für den Kern im trockenen Zustand eine sehr niedrige Poissonzahl von 0.09. Bei vollständiger Wassersättigung liegt die Poissonzahl dagegen bei 0.44. Dies liegt nahe an dem Wert für Wasser (0.5) oder Salz, was ein plastisches Verformungsverhalten indiziert. Im trockenen Zustand wird das Gestein dagegen nicht plastisch komprimiert. Dies bestätigt auch die direkte Messung der Porenvolumenänderung bei Be- und Entlastung, die keine plastische, sondern eine visko-elastische Verformung zeigt (Abbildung 3-19). Der Elastizitätsmodul wird dagegen bei Wassersättigung kleiner, das Gestein also stärker komprimierbar.

Nach Gleichung 1-23 ergibt sich aus den gemessenen Parametern ein Verhältnis von Horizontal- zu Vertikalspannung von 0.1 im trockenen Zustand und 0.8 im aufgesättigten Zustand. Zur Abschätzung des tatsächlichen Verhältnisses der Spannungen in der Lagerstätte müssen die Einschränkungen für die Gültigkeit der Gleichung 1-23 und die in-situ Wassersättigung berücksichtigt werden. Aufgrund der Ton- und Wasseranteile im untersuchten Gestein kann im bohrlochfernen Bereich der Lagerstätte von nahezu isostatischen Spannungsbedingungen ausgegangen werden.

Tabelle 3-3: Übersicht der Ergebnisse der Wellengeschwindigkeits-Messungen an Kernstück VN-Z3.

	im trockenen Zustand ($S_w=0$)	im aufgesättigten Zustand ($S_w=1$)
P-Wellengeschwindigkeit [m/s]	2130	3280
S-Wellengeschwindigkeit [m/s]	1470	1070
Dehnwellengeschwindigkeit [m/s]	2110	1820
Rayleighwellengeschwindigkeit [m/s]	1270	1020
Poissonzahl	0.09	0.44
E-Modul [GPa]	10.24	7.02
G-Modul [GPa]	4.69	2.44
Kompressionsmodul [GPa]	4.18	19.49

3.2 Einfluss von Spannung auf die Fluiddurchlässigkeiten

3.2.1 Bestimmung einer allgemeinen Korrelationsfunktion

In zwei Messreihen wurden an neun Kernplugs Permeabilitäten mit N_2 als Messgas unter zunehmender isostatischer Spannung in Triaxialzellen gemessen. Die Permeabilitäten wurden bei 3, 10, 20, 30, 40 und 50 MPa Umfassungsdruck bestimmt. Die Eingangsdrücke lagen zwischen 1 bar und 10 bar, der Ausgangsdruck entsprach dem umgebenden Luftdruck. Damit war der Porendruck vernachlässigbar klein und die Gesamtspannung entspricht der effektiven Spannung. Alle Permeabilitätswerte sind Klinkenberg korrigiert, das heißt absolute Permeabilitäten. Die Ergebnisse der Messungen zeigen, dass mit zunehmender isostatischer Spannung die Permeabilität in Form einer Potenzfunktion abnimmt (Abbildung 3-20). Die Abnahme ist umso größer, je kleiner die Ausgangspermeabilität ist. Die bei dem aus technischen Gründen notwendigen Mindestdruck von 3 MPa (vgl. Kapitel 2.2.2) gemessenen Permeabilitäten werden als (absolute) Basispermeabilität k_a betrachtet. Aus den Messungen wurden nach einem ähnlichen Ansatz wie von Jones und Owens (1980) für niederpermeable Gassande Korrelationsfunktionen für den hier untersuchten Gesteinstyp aufgestellt.

Dazu wurden für jede gemessene Spannung die absoluten Permeabilitäten $k_{a,\sigma}$ der einzelnen Kerne gegen den jeweiligen Normwert der Basispermeabilität in doppel-logarithmischer Skalierung dargestellt (Abbildung 3-21). Man erkennt deutlich einen linearen Trend, den die Messpunkte für jede Spannungsstufe aufweisen, und der auf einen Zusammenhang zwischen der spannungsabhängigen Gaspermeabilität und der absoluten Permeabilität hinweist. Demnach erhält man für jede Spannungsstufe eine Korrelation dieser beiden Parameter in der Form:

$$k_{a,\sigma} = a \cdot k_a^b \quad [3-1]$$

Die Basispermeabilität wird in dieser Arbeit mit k_a bezeichnet, die spannungsabhängige absolute Permeabilität mit $k_{a,\sigma}$. Die aus den Regressionslinien ermittelten Regressionsparameter a und b sind in Abbildung 3-22 in Abhängigkeit der effektiven Spannung dargestellt.

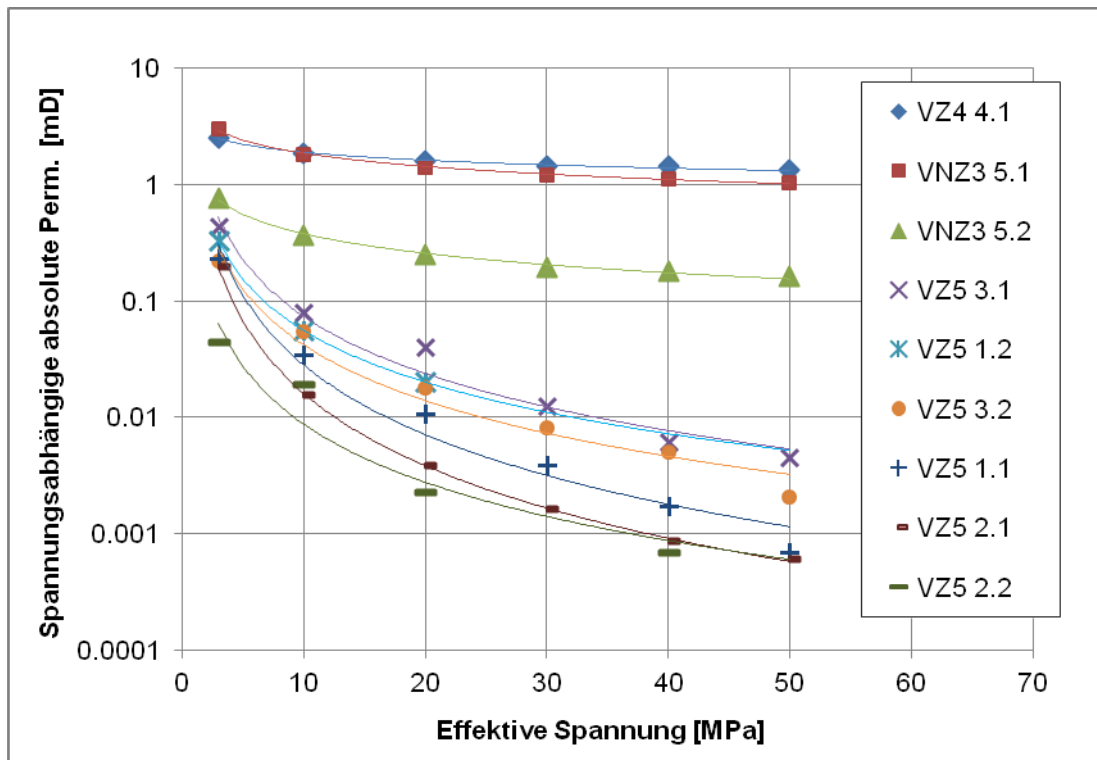


Abbildung 3-20: Spannungsabhängige absolute Permeabilität verschiedener Rotliegend Sandstein Plugs.

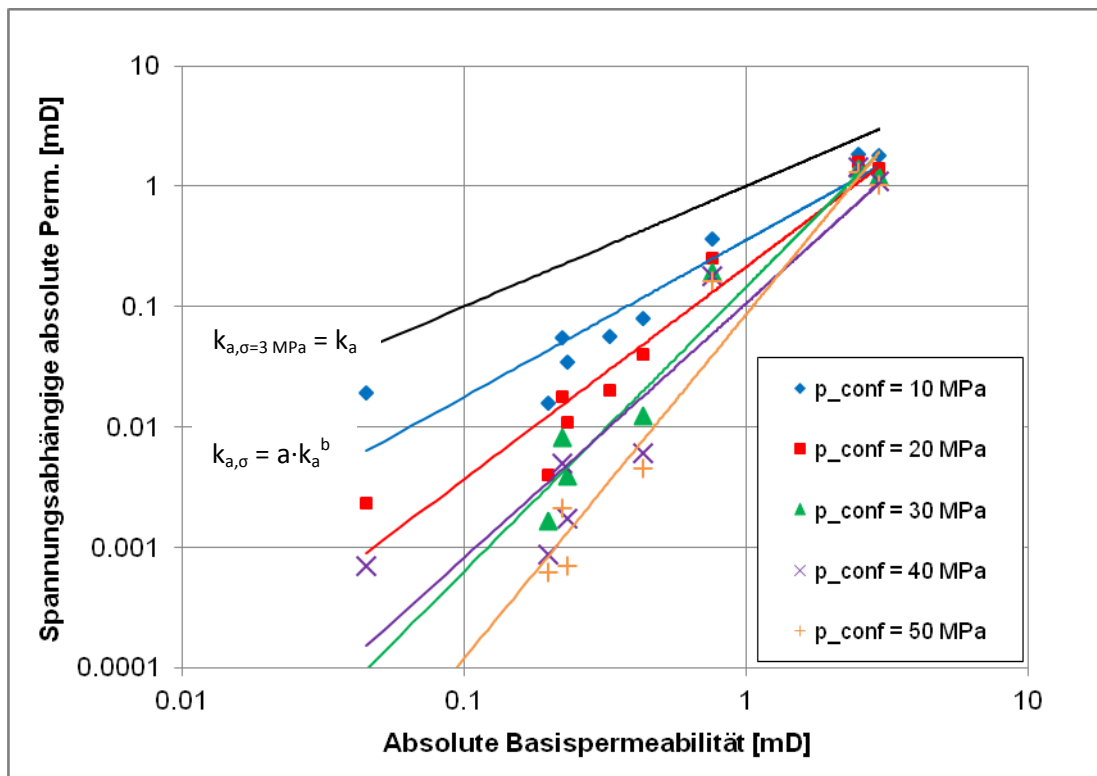


Abbildung 3-21: Spannungsabhängig absolute Permeabilität dargestellt gegen die absolute Basispermeabilität.

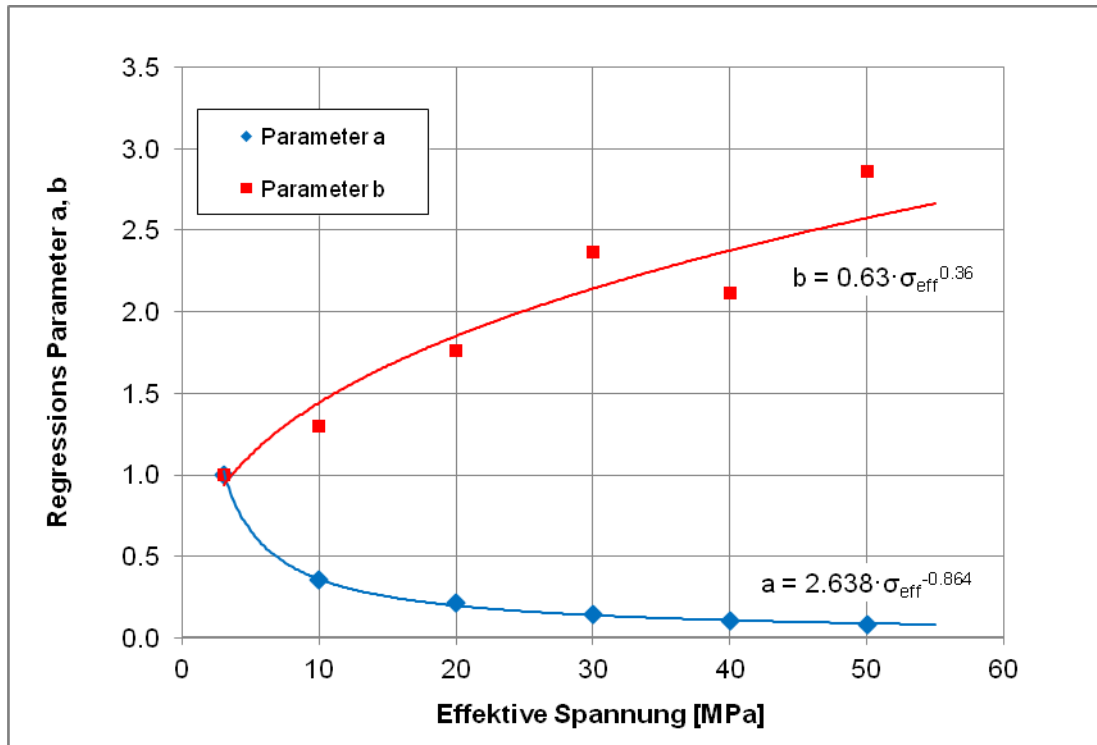


Abbildung 3-22: Regressionsparameter zur Berechnung der spannungsabhängigen absoluten Permeabilität.

Die Regressionsparameter a und b sind spannungsabhängig und folgen einer Potenzfunktion der Form

$$a = a' \cdot \sigma_{eff}^{-b'} \quad \text{bzw.} \quad b = c' \cdot \sigma_{eff}^{d'} \quad [3-2]$$

Durch einsetzen von Gleichung [3-2] in Gleichung [3-1] erhält man die allgemeine Korrelationsfunktion für die absolute spannungsabhängige Permeabilität:

$$k_{a,\sigma} = a' \cdot \sigma_{eff}^{-b'} \cdot k_a^{c' \cdot \sigma_{eff}^{d'}} \quad [3-3]$$

Die Parameter a' , b' , c' und d' werden durch den Gesteinstyp und, wie später in Kapitel 3.2.3 gezeigt wird, vom Kompaktionszustand bzw. dem Belastungszyklus bestimmt. Diese Parameter sind für verschiedene Fälle in Tabelle 3-4 und im Anhang II aufgeführt.

3.2.2 Korrelationen für den vollständig wassergesättigten Zustand und den restwassergesättigten Zustand

Für die spezifische Wasserpermeabilität k_w lässt sich in gleicher Weise eine Korrelationsfunktion für die Abhängigkeit von der effektiven Spannung und der absoluten Permeabilität aufstellen.

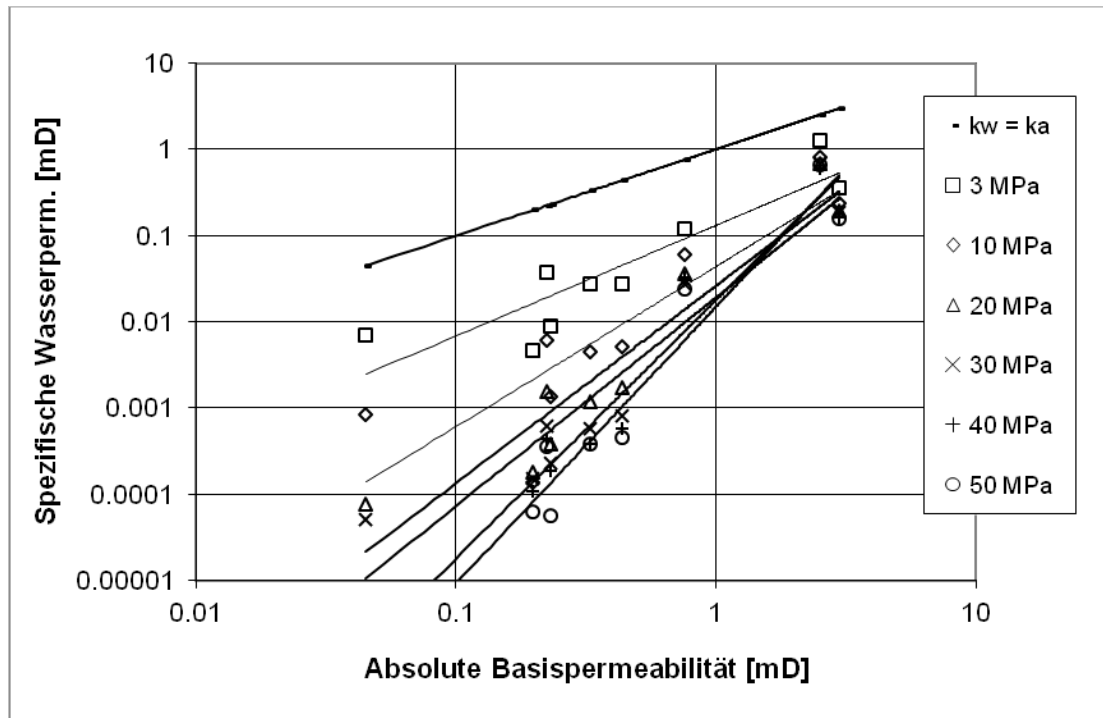


Abbildung 3-23: Spannungsabhängige spezifische Wasserpermeabilität gegen die absolute Basispermeabilität der untersuchten Plugs für verschiedene Spannungen (Pusch et al., 2008).

Die Abhängigkeit der spezifischen Wasserpermeabilität von der effektiver Spannung und der absoluten Permeabilität stellt sich wie folgt dar (vgl. Abbildung 3-23):

$$k_{w,\sigma} = 0.284 \cdot \sigma_{eff}^{-0.771} \cdot k_a^{0.891 \cdot \sigma_{eff}^{0.318}} \quad [3-4]$$

Die Messungen zeigen, dass die spezifische Wasserpermeabilität mit zunehmender Spannung deutlich stärker zurückgeht als die absolute Permeabilität. Die spezifischen Wasserpermeabilitäten liegen bei nur etwa 10 % der bei derselben Spannung gemessenen absoluten Permeabilität (vgl. Tabelle 3-2). Der Zusammenhang zwischen spezifischer Wasserpermeabilität und der spannungsabhängigen absoluten Permeabilität $k_{a,\sigma}$ lässt sich in folgender Form darstellen:

$$k_{w,\sigma} = a' \cdot k_{a,\sigma}^{c'} \quad [3-5]$$

Für die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Gesteine aus norddeutschen Tight Gas Reservoiren ist $a' = 0.162$ und $c' = 1.15$. Die Parameter a' und c' sind unter anderem vom Gesteinstyp abhängig. So ist z. B. für Rotliegenden Sandstein mit Quarz dominierten Zement $a' = 0.24$ und $c' = 1.2645$ und für Rotliegenden Sandstein mit Ton dominierten Zement $a' = 0.09$ und $c' = 1.2645$, wobei hier k_w in Abhängigkeit der Basispermeabilität k_a berechnet wird (siehe auch Tabelle 3-4 bzw. Anhang II) (Pusch et al., 2006). Das weicht deutlich von dem von Jones & Owens für nordamerikanische, niederpermeable Sandsteine ermittelten Trend ab (siehe Abbildung 3-24). Die Korrelationsfunktionen mit den Parametern sind in Anhang II aufgelistet.

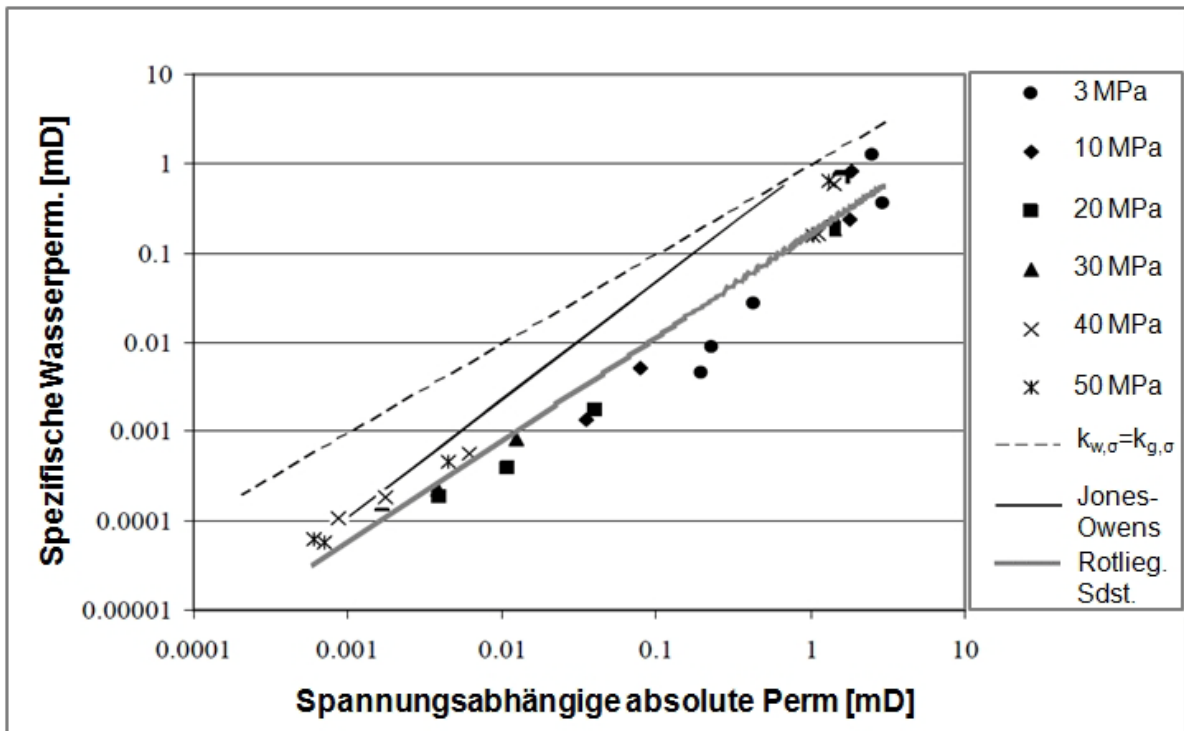


Abbildung 3-24: Vergleich der spezifischen Wasserpermeabilität vs. absoluten Permeabilität für Rotliegend Sandstein mit der Korrelation von Jones & Owens (Pusch et al., 2006).

In gleicher Form lässt sich die effektive Endpunkt-Gaspermeabilität $k_{g,Swi}$ bei Restwassersättigung ausdrücken (vgl. Abbildung 3-25):

$$k_{g,Swi} = a' k_{a,\sigma}^{c'} \quad [3-6]$$

Für die untersuchten norddeutschen Rotliegend Plugs sind hierbei die Regressionsparameter $a' = 0.752$ und $c' = 1.808$ (siehe auch Tabelle 3-4) (Pusch et al., 2008).

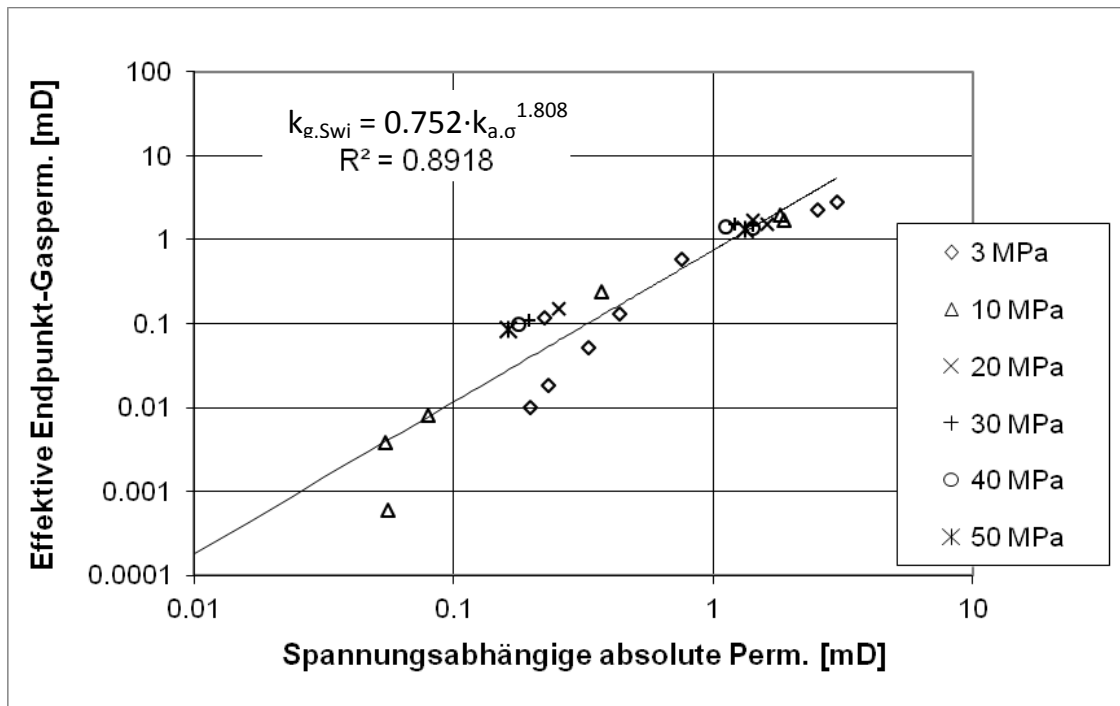


Abbildung 3-25: Effektive Endpunkt-Gaspermeabilität gegen die spannungsabhängige absolute Permeabilität (Pusch et al., 2008).

3.2.3 Abhängigkeit der Permeabilität vom Belastungszyklus

Bei den ersten beiden Messreihen wurde die Permeabilität zunächst bei 3 MPa Manteldruck gemessen und danach der Druck schrittweise bis auf 50 MPa erhöht. Die Plugs wurden vor der Messung keiner Belastung ausgesetzt. Im Ergebnis zeigt sich eine starke Abhängigkeit der absoluten Permeabilität von der Spannung (siehe Abbildung 3-20, Kapitel 3.2.1). Bei der dritten Messreihe wurde dagegen zunächst ein Manteldruck von 50 MPa auf die Plugs gebracht und die Permeabilität anschließend mit absteigenden Spannungen gemessen (Kapitel 3.2.4, Abbildung 3-28). Bei dieser Vorgehensweise ist die beobachtete Spannungsabhängigkeit der Permeabilität deutlich geringer. Die Ursache für diesen Unterschied ist in der langen Lagerungszeit und der Behandlung der Kernproben vor den Messungen zu finden. Bei der Entnahme der Kerne aus der Bohrung wird das Gesteinsmaterial entlastet und Erschütterungen ausgesetzt. Dabei können Mikrorisse und Auflockerungen entstehen, die sich entscheidend auf die Fluiddurchlässigkeit auswirken. Solche Mikrorisse und Auflockerungen werden bei Messungen erst mit zunehmendem Manteldruck allmählich geschlossen. Der damit einhergehende Permeabilitätsrückgang lässt sich in den Messwerten wiederfinden. Bei der dritten Messserie wurden die Plugs vor den Messungen bereits hohem Druck ausgesetzt, und durch diese Rekompaktion solche Effekte vermieden. Der Unterschied zwischen der Permeabilitätsreduktion von nicht rekompaktierten und rekompaktierten Plugs ist in Abbildung 3-26 dargestellt. Bei routinemäßig in Gesteinslaboren durchgeführten Messungen der absoluten Permeabilität werden die Proben vor der Messung nicht rekompaktiert. Werden solche Messdaten direkt für die Lagerstättensimulation verwendet, werden die in-situ Fluiddurchlässigkeiten erheblich überschätzt. Die aus den ersten beiden Messserien ermittelte Korrelationsfunktion erlaubt es, aus den routinemäßig bestimmten Basispermeabilitäten Permeabilitäten für eine bestimmte effektive Spannung zu berechnen, also spannungsabhängige absolute Permeabilitäten. Die Gleichung dafür lautet:

$$k_{a,\sigma} = 2.638 \cdot \sigma_{eff}^{-0.864} \cdot k_a^{0.63 \cdot \sigma_{eff}^{0.36}} \quad [3-7]$$

Diese Korrelationsfunktion wird im Weiteren als VOE1 angesprochen. Die aus der dritten Messserie ermittelte Korrelationsfunktion kann im Gegensatz dazu zur Berechnung von spannungsabhängigen absoluten Permeabilitäten aus der Basispermeabilität, die an rekompaktierten Proben gemessen wurde, verwendet werden. Diese Korrelationsfunktion sollte auch verwendet werden, wenn Änderungen der absoluten Permeabilität einer Lagerstätte aufgrund sich ändernder effektiver Spannung berechnet werden sollen. Für diesen Fall lautet die Gleichung:

$$k_{a,\sigma} = 0.742 \cdot \sigma_{eff}^{-0.055} \cdot k_a^{0.74 \cdot \sigma_{eff}^{0.218}} \quad [3-8]$$

Diese Korrelation wird im Folgenden als VOE2 angesprochen. Beide Korrelationsfunktionen haben die in Gleichung 3-3 dargestellte Form. Die entsprechend Regressionsparameter für diese und die in Kapitel 3.2.2 aufgestellten Korrelationsfunktionen sind auch in Tabelle 3-4 aufgeführt.

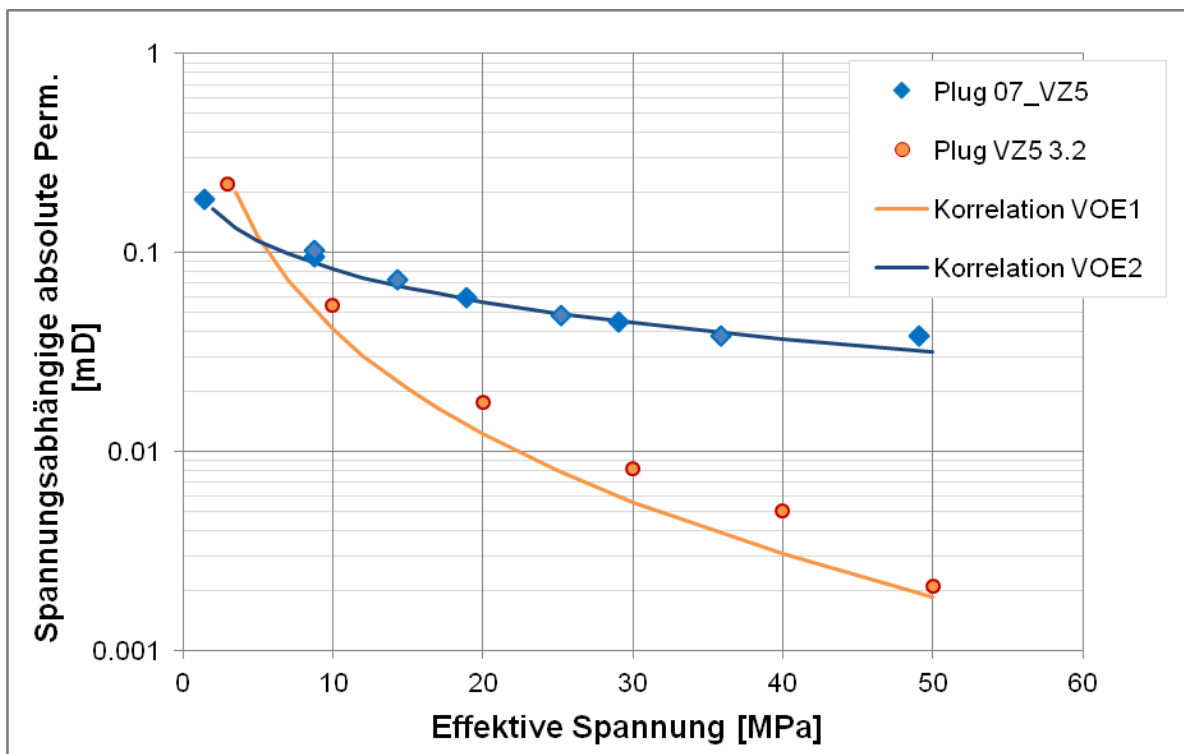


Abbildung 3-26: Vergleich der Korrelationen für unterschiedliche Belastungszyklen bzw. kompaktiertes und unkompaktiertes Gestein.

Am Plug VZ5 3.2 wurde die Reversibilität der Permeabilitätsreduzierung unter Spannungseinfluss geprüft. In der ersten Messung wurde die Permeabilität mit zunehmendem Auflastdruck von 3 bis 50 MPa gemessen (Abbildung 3-27, gelbe Kreise). Danach wurde der Plug aus der Messzelle ausgebaut und zur Erholung vier Monate in einem Trockenschrank bei 45 °C ruhen gelassen. Anschließend wurde der Plug wieder in die Messzelle eingebaut und wiederum die Permeabilität mit zunehmendem Auflastdruck gemessen (rote Rauten). Die dritte Messserie wurde direkt im Anschluss

an die zweite Serie durchgeführt, ohne den Plug auszubauen (blaue Rauten). Der Verlauf der ersten beiden Messungen folgt der für zunehmende Spannung ermittelten Korrelationsfunktion (rote Linie) (Korrelation VOE1), während die dritte Messserie der Korrelationsfunktion für rekompaktiertes Gestein folgt (blaue Linie) (Korrelation VOE2).

Die Ergebnisse zeigen, dass der Permeabilitätsrückgang durch den Auflastdruck reversibel ist. Dies unterstützt die Ergebnisse der Kompressibilitätsmessung (vgl. Kapitel 3.1.3) am Kernstück VN-Z3. Das Gestein verhält sich also innerhalb der untersuchten Druckbereiche nahezu elastisch. Hysterese (Kriechen) tritt allerdings auf, wenn dem Gestein keine Möglichkeit zur Erholung gegeben wird. Dieses Verhalten entspricht den Beobachtungen, die bei den Porositätsmessungen gemacht wurden, bei denen ebenfalls ein visko-elastisches Deformationsverhalten festgestellt wurde (vgl. Kapitel 3.1.3).

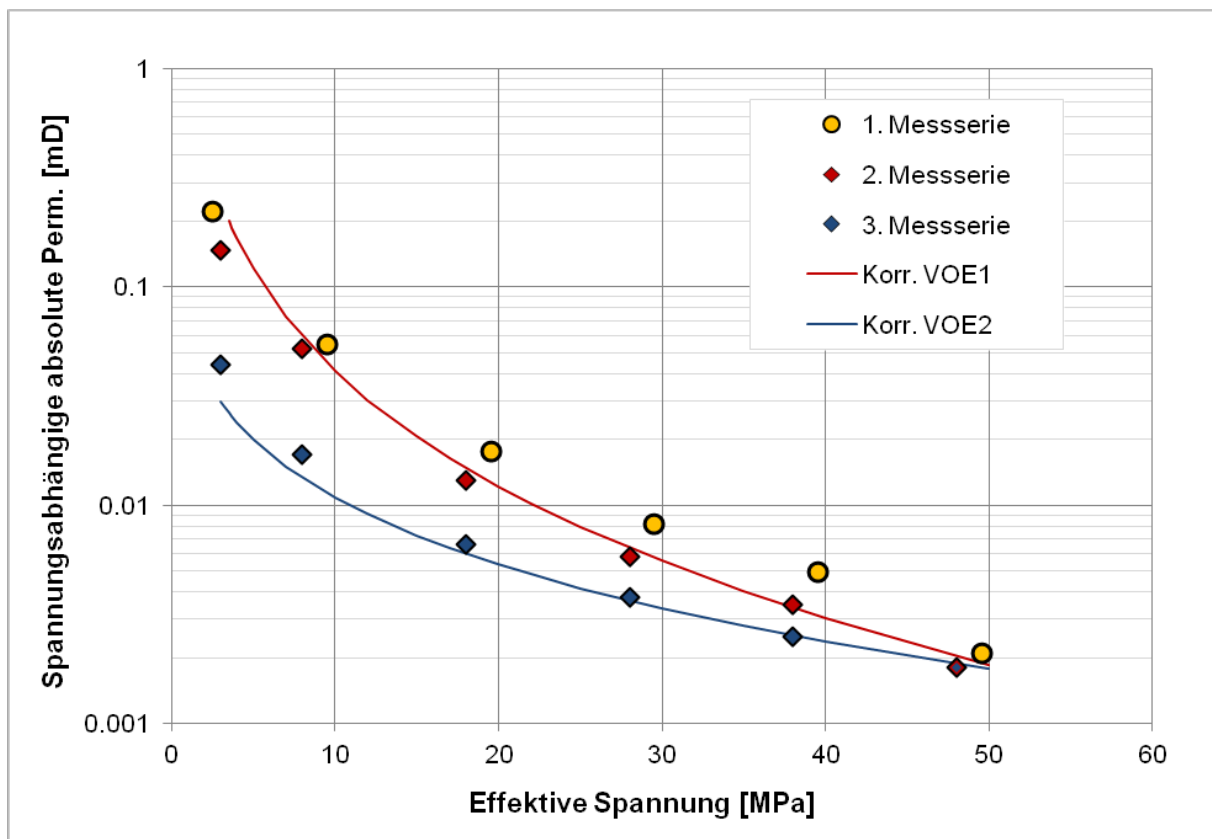


Abbildung 3-27: Auswirkung des Belastungszyklus auf die Permeabilität am Plug VZ5 3.2.

3.2.4 Einfluss des Porendrucks auf die effektive Spannung

Die effektive Spannung ist die Überlagerung der Auflastspannung und des Porendrucks. Nach dem von Biot erweiterten Konzept von Terzaghi ist die effektive Spannung die Differenz zwischen totaler oder Auflastspannung, und des mit dem Biot-Koeffizienten gewichteten Porendrucks:

$$\sigma_{eff} = \sigma_{tot} - \alpha \cdot p \quad [3-9]$$

Dabei hängt die Auflastspannung von der Teufe und der Dichte des überlagernden Gesteins ab (vgl. Kapitel 1.2.4):

$$\sigma_{tot} = \rho_{rock} \cdot TVD \cdot g \quad [3-10]$$

Der Biot Koeffizient α gibt an, zu welchem Anteil der Porendruck der Auflastspannung entgegen wirkt. In unkonsolidiertem, weichem oder hochporösen Gestein kann α als 1 angenommen werden (Fjaer et al., 2008). Für dichte Sandsteine kann α , wie in Kapitel 1.3 dargelegt, deutlich kleinere Werte annehmen. Der Biot Koeffizient wird im Allgemeinen als konstant angenommen. Tatsächlich kann α variabel sein. Dies rührt daher, dass unter der steigenden effektiven Spannung die Porosität des Gesteins und somit die entlastende Wirkung des Porendruckes abnimmt. Um die Auswirkung des Porendruckes auf die effektive Spannung und damit die Permeabilität zu bestimmen, wurden die Kernplugs 07_VZ5, 01_VZ2, 05_VZ6 und 03_VNZ3 ohne Porendruck und mit einem Porendruck von 20 MPa gemessen. Plug 07_VZ5 wurde zusätzlich bei 3 MPa, 5 MPa und 10 MPa Porendruck gemessen. Abbildung 3-28 zeigt die an geringpermeablen Rotliegend Sandsteinen ohne und mit 20 MPa Porendruck gemessenen Permeabilitäten gegen die isostatische Auflastspannung und Abbildung 3-29 die zusätzlichen Messungen an Plug 07_VZ5.

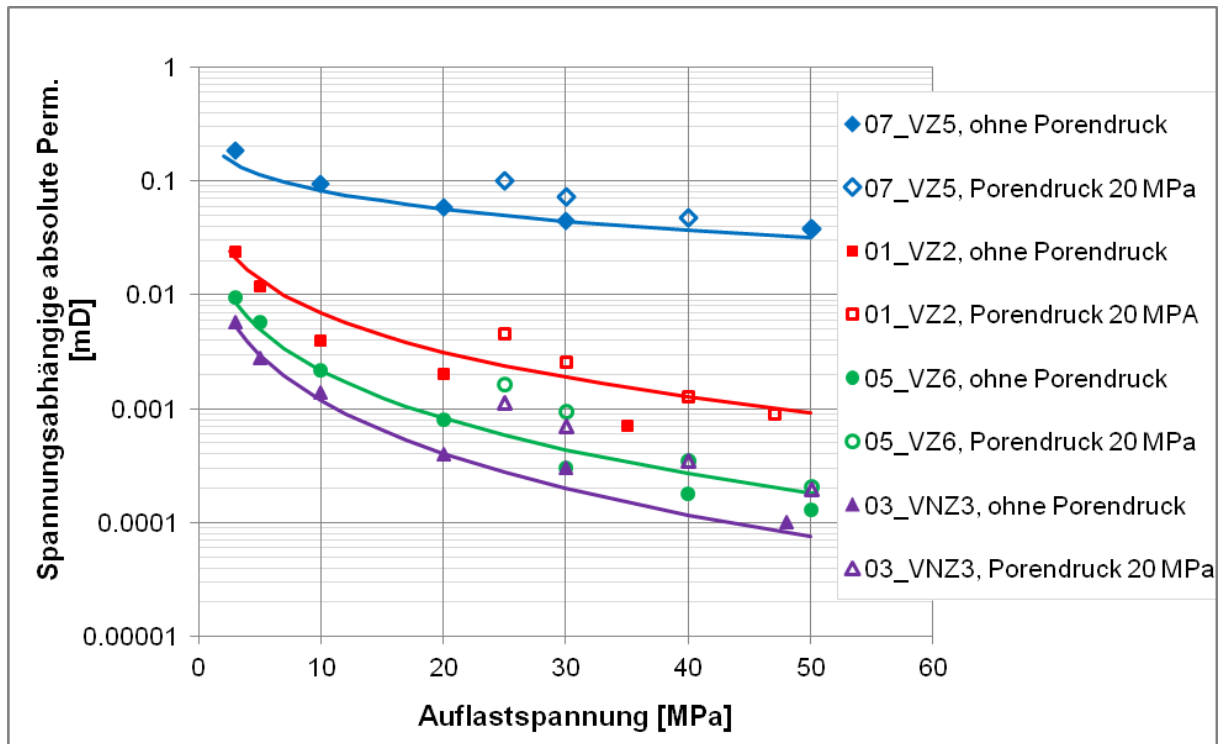


Abbildung 3-28: Absolute spannungsabhängige Permeabilitäten mit und ohne Porendruck im Vergleich mit Korrelation VOE2.

Unter der Annahme, dass α konstant ist, lässt sich nach dem Konzept der effektiven Spannung der Biot Koeffizient aus zwei Punkten derselben Permeabilität der mit und ohne Porendruck an demselben Kernplug gemessenen Kurven, wie in Abbildung 3-29 dargestellt, nach folgender Gleichung berechnen:

$$\sigma_{eff} = \sigma_{tot1} - \alpha \cdot p_1 = \sigma_{tot2} - \alpha \cdot p_2 \quad [3-11]$$

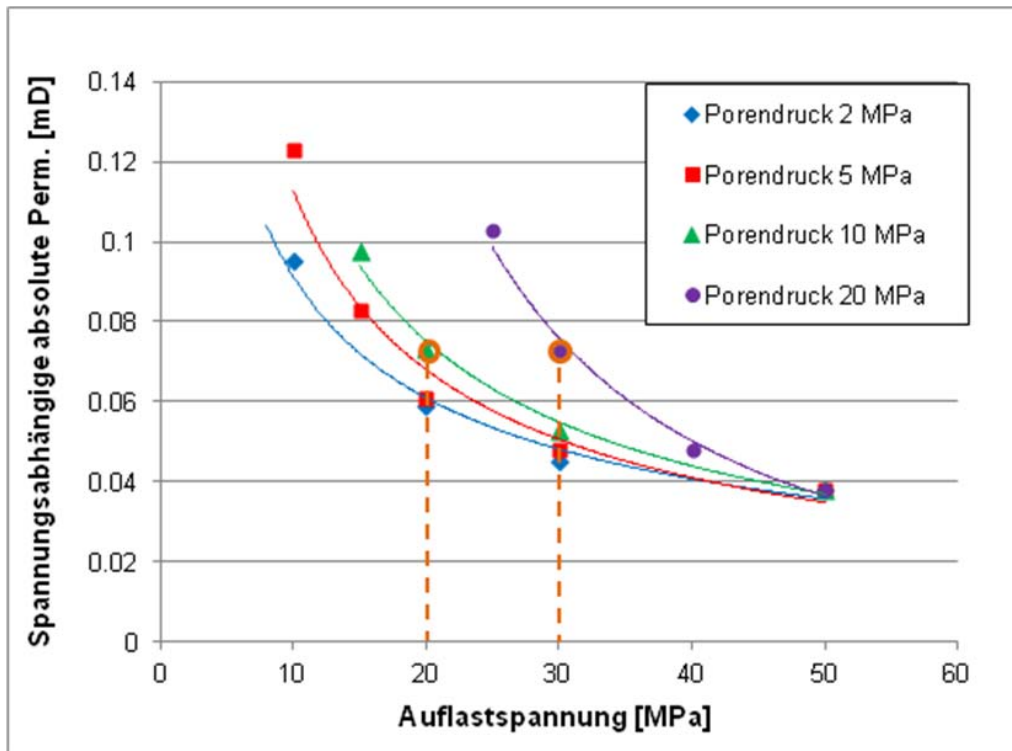


Abbildung 3-29: Abhängigkeit der absoluten Permeabilität von Spannung und Porendruck für Plug 07_VZ5.

Sollte diese Annahme der gleichen Wirksamkeit des Porendruckes im gesamten Bereich der Auflastspannungen und Porendrücke zutreffen, müssten die Permeabilitätskurven, dargestellt gegen die mit diesem Biot Koeffizienten berechnete effektive Spannung, übereinstimmen. Tatsächlich ist das nicht der Fall. Um die gemessenen Kurven der spannungsabhängigen Permeabilität in Deckung zu bringen, musste ein variabler Biot Koeffizient α' angenommen werden, der mit zunehmendem Verhältnis von Auflastspannung σ_{tot} zu Porendruck p abnimmt. Somit scheint die Annahme der Konstanz des Biot Koeffizienten für die geringpermeablen Rotliegend Sandsteine unter den beschriebenen Spannungsbedingungen nicht zuzutreffen. Dieser variable Biot Koeffizient kann in folgender Form als Funktion des Verhältnisses der Spannung σ_{tot} zum Porendruck p ausgedrückt werden:

$$\alpha' = c \cdot \left(\frac{\sigma_{tot}}{p} \right)^{-d} \quad [3-12]$$

Die Regressionsparameter c und d wurden ermittelt, indem sie solange angepasst wurden, bis die Permeabilitätsfunktionen des untersuchten Kernplugs in Deckung gebracht waren (Abbildung 3-30). Auf diese Weise erhält man für den variablen Biot Koeffizienten für dichten Rotliegend Sandstein:

$$\alpha' = 0.85 \cdot \left(\frac{\sigma_{tot}}{p} \right)^{-0.2} \quad [3-13]$$

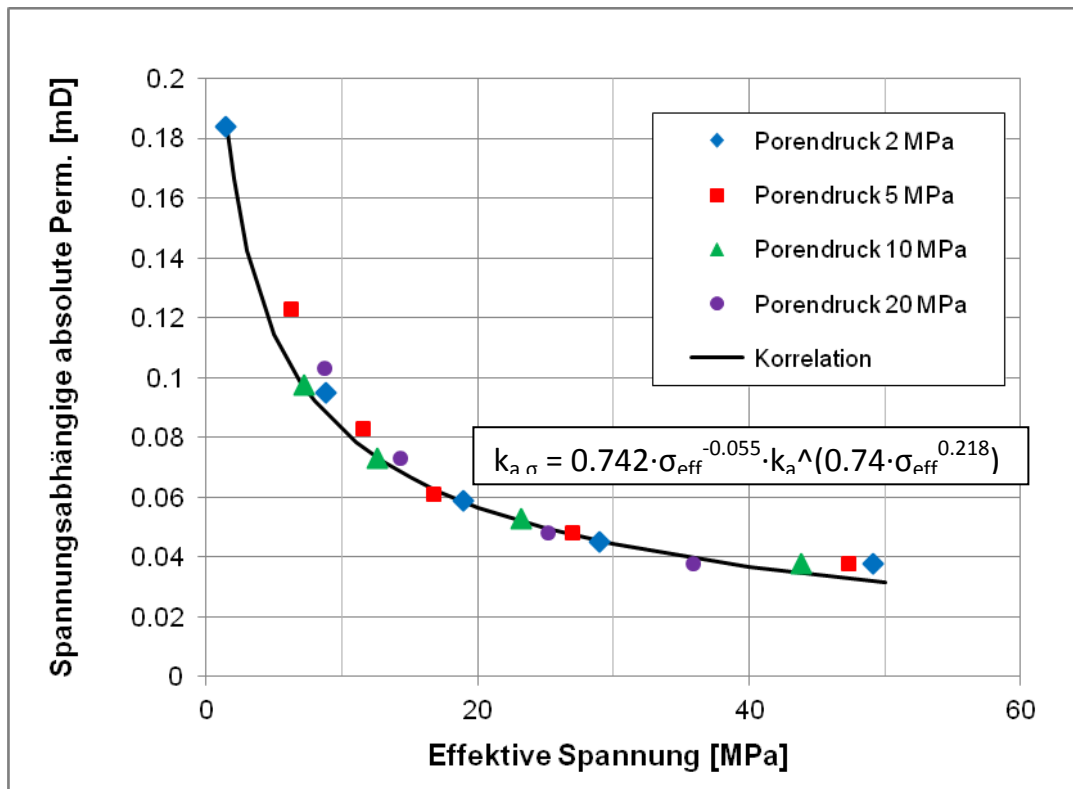


Abbildung 3-30: Die an Plug 07_VZ5 gemessenen Permeabilitäten gegen die mit variablem Biot-Koeffizienten nach Gleichung 3-11 berechnete effektive Spannung aufgetragen.

Die Werte für den Biot-Koeffizienten liegen für die untersuchten Sandsteine zwischen 0.6 und 0.85. Abbildung 3-31 zeigt die Veränderung des Koeffizienten im Laufe einer Permeabilitätsmessung unter sich ändernden Spannungsbedingungen.

Die Abnahme der Porosität konnte für die kleinen Probekörper in den durchgeführten Messreihen nicht direkt bestimmt werden. Die Abnahme der entlastenden Wirkung des Porendruckes bei der steigenden Auflastspannung zeigt aber die Relevanz des porositätreduzierenden Effektes für die korrekte Bestimmung der effektiven Spannung und somit für die Berechnung der in-situ Permeabilität der geringpermeablen Rotliegend Sandsteine.

In Abbildung 3-32 sind die gemessenen Permeabilitätskurven aus der Abbildung 3-28 gegen die nach Gleichung 3-9 mit variablem Biot Koeffizienten nach Gleichung 3-13 berechnete effektive Spannung dargestellt. Die auf diese Weise in Deckung gebrachten Kurven der spannungsabhängigen Permeabilitäten bestätigen die Richtigkeit der Annahme der Variabilität des Biot Koeffizienten α' . Der Vergleich der Messwerte mit den aus der Korrelation berechneten Werten zeigt für den Plug 01_VZ2 eine leichte Abweichung der Messwerte von der Korrelationsfunktion zu niedrigeren Permeabilitäten. Dieser Plug ist im Unterschied zu den anderen drei in der Abbildung gezeigten Rotliegend Plugs aus der Wustrow Formation. Ein Vergleich mit den CT-Scans deutet auf einen höheren Grad der diagenetischen Mineralisation und Zementation als bei den anderen Plugs hin. Dies wirkt sich offenbar negativ auf die Fließeigenschaften aus. Bei der Anwendung der Korrelationsfunktionen ist also die Mineralogie zu beachten. Die Gültigkeit der ermittelten Korrelationsfunktionen ist daher auf den untersuchten Gesteinstyp zu beschränken.

Die nach Gleichung 3-9 mit variablem Biot Koeffizienten nach Gleichung 3-13 berechnete effektive Spannung kann in den Korrelationsfunktionen, z. B. VOE2 (Gleichung 3-8), zur Berechnung der

spannungsabhängigen absoluten Permeabilität verwendet werden. Wird die entlastende Wirkung des Porendrucks nicht berücksichtigt, also wenn $\alpha = 0$ und damit $\sigma_{eff} = \sigma_{tot}$ angenommen werden, wird die entlastende Wirkung des Porendruckes unterschätzt. In Abbildung 3-33 ist das am Beispiel der Korrelation VOE2 dargestellt. Für $\alpha = 0$ verschieben sich die spannungsabhängigen absoluten Permeabilitäten zu höheren effektiven Spannungen hin (Abbildung 3-33, rote Kästchen) und werden gegenüber den bei der tatsächlichen effektiven Spannung herrschenden Permeabilitäten (Abbildung 3-33, blaue Rauten) überschätzt. Wird der maximale Wert des Biot Koeffizienten gemäß dem Terzaghi Konzept gleich eins angenommen, verschieben sich die Permeabilitätswerte zu niedrigeren effektiven Spannungen hin (grüne Kreise). Somit wird die entlastende Wirkung des Porendruckes überschätzt und die Permeabilität gegenüber der bei den tatsächlichen effektiven Spannungsbedingungen herrschenden Permeabilität entsprechend unterschätzt.

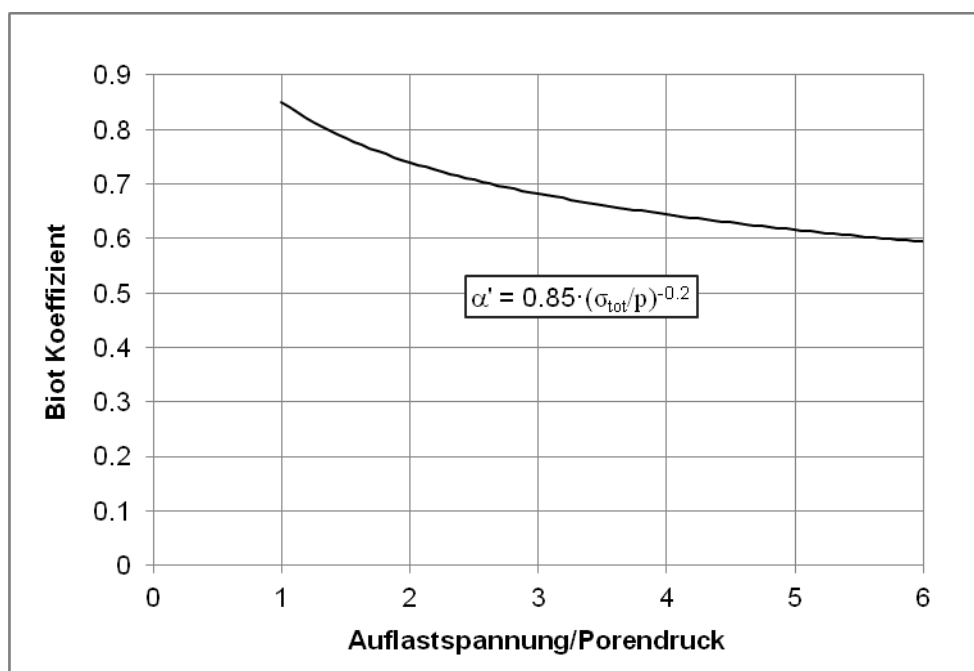


Abbildung 3-31: Variabler Biot Koeffizient in Abhängigkeit vom Verhältnis Gesamtspannung zu Porendruck nach Gleichung 3-11.

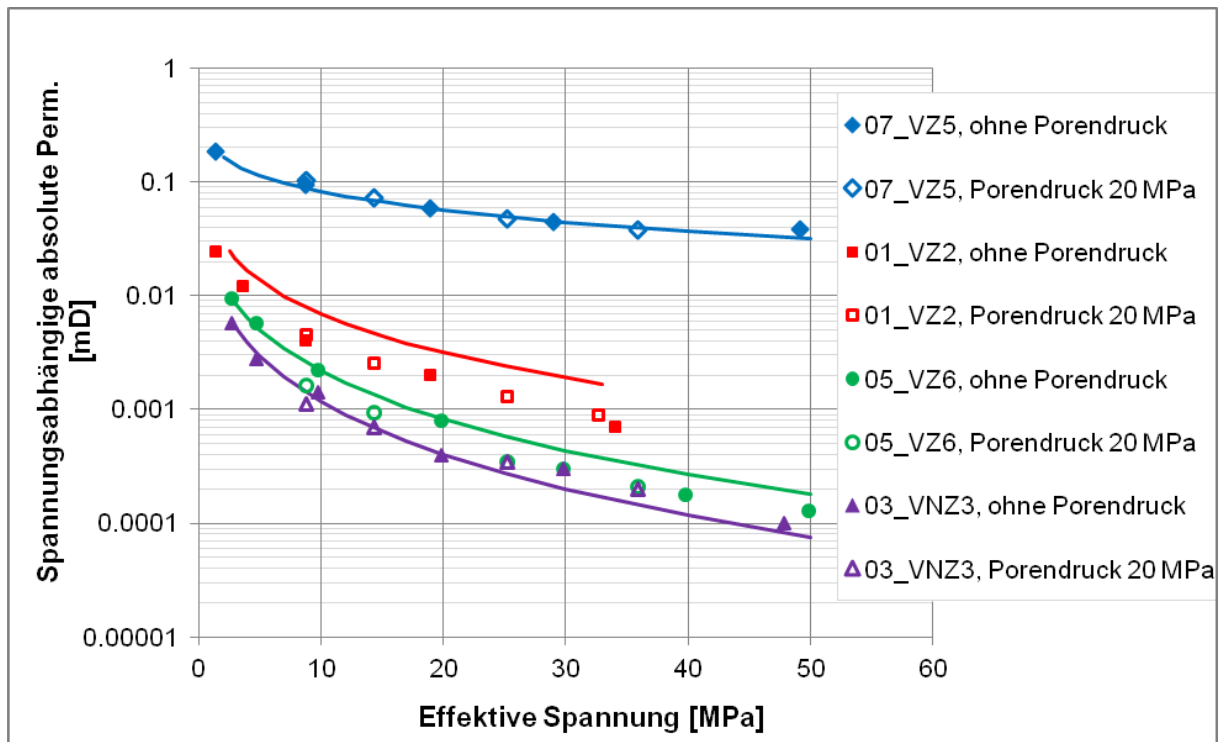


Abbildung 3-32: Vergleich der Messdaten mit der Korrelationsfunktion VOE2.

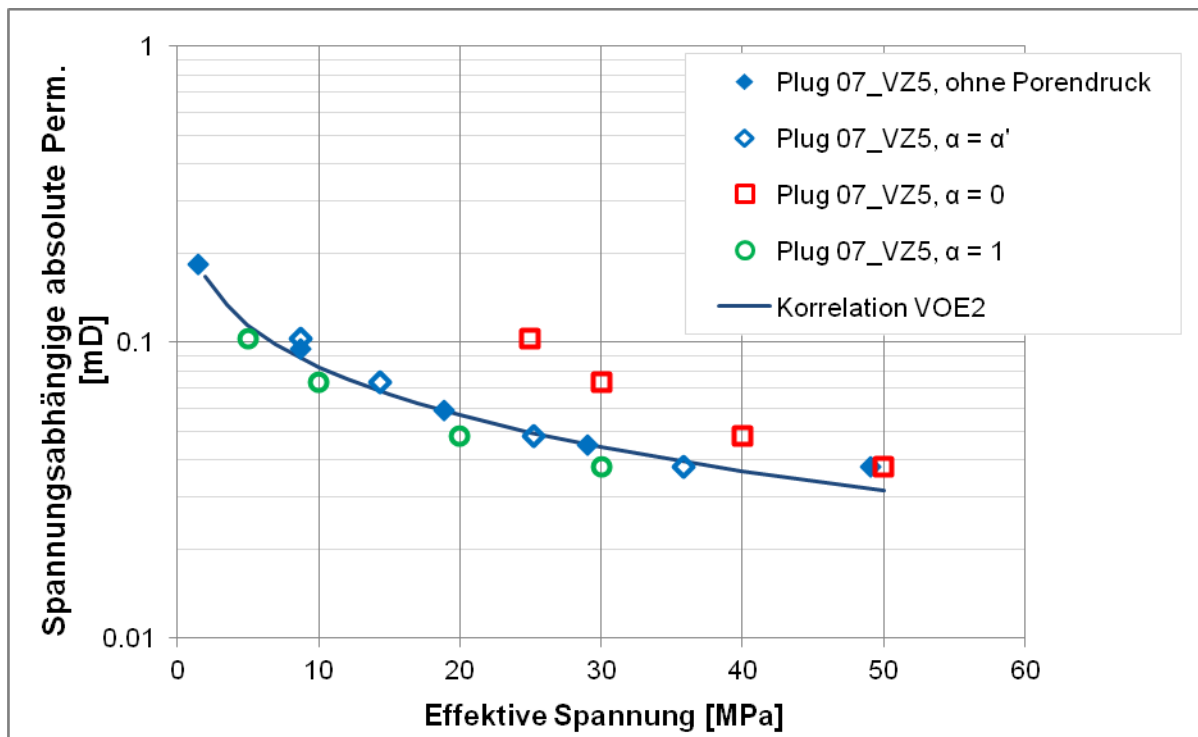


Abbildung 3-33: Vergleich der verschiedenen Konzepte für den Biot Koeffizienten.

3.2.5 Zusammenfassung der für die Permeabilitäten ermittelten Korrelationsfunktionen

Wenn eine Permeabilität in Abhängigkeit der absoluten Basispermeabilität und der effektiven Spannung berechnet werden soll, hat die allgemeine Korrelationsfunktion die Form:

$$k_x = a \cdot \sigma_{eff}^{-b'} \cdot k_a^{c' \cdot \sigma_{eff}^{d'}} \quad [3-14]$$

Wird die Permeabilität aus der spannungsabhängigen absoluten Permeabilität berechnet hat die allgemeine Korrelationsfunktion die Form:

$$k_x = a \cdot k_{a,\sigma}^{c'} \quad [3-15]$$

Wie in den vorangegangenen Kapiteln gezeigt wurde hängen die Regressionsparameter dabei von verschiedenen Faktoren ab. Einer dieser Faktoren ist der Gesteinstyp. Wie die Messungen gezeigt haben, können hier Art und Grad der Mineralisation und Zementation eine Rolle spielen (siehe Kapitel 3.2.4; Vergleich zwischen der Rotliegend-Formation Wustrow (Plug 01_VZ2) und der Formation Dethlingen in Abbildung 3-32). Die in dieser Arbeit ermittelten Korrelationsparameter gelten für dichte Rotliegend Sandsteine. Für andere Gesteinstypen und andere Permeabilitäts- und Porositätsbereiche müssen die Parameter mit Proben der entsprechenden Gesteinstypen und Permeabilitätsbereiche ermittelt werden. Des weiteren spielt es eine Rolle, für welchen Sättigungszustand die Permeabilität berechnet werden soll. In dieser Arbeit wurden die Parameter für Permeabilitäten der Rotliegend Sandsteine im vollgesättigten Zustand, also für die spezifische Wasserpermeabilität, und bei Restwassersättigung, also für die effektive Endpunkt-Gaspermeabilität, bestimmt. Darüber hinaus spielt der Kompaktionszustand des Gesteins eine Rolle.

Die in Gleichung 3-14 und 3-15 dargestellten allgemeinen Korrelationsfunktionen lassen sich also durch Einsetzen geeigneter Regressionsparameter für verschiedene Fälle anwenden. Tabelle 3-4 zeigt die Parameter für folgende Fälle:

Fall A: Berechnung der spannungsabhängigen absoluten Permeabilität aus der Basispermeabilität, die an einer nicht rekompaktierten Probe gemessen wurde, und der effektiven Spannung (entspricht der Korrelation VOE1).

Fall B: Berechnung der spannungsabhängigen absoluten Permeabilität aus der Basispermeabilität, die an einer rekompaktierten Probe gemessen wurde, und der effektiven Spannung und Umrechnung von spannungsabhängigen absoluten Permeabilitäten auf andere Spannungszustände (entspricht der Korrelation VOE2).

Fall C: Berechnung der spezifischen Wasserpermeabilitäten aus der Basispermeabilität und der effektiven Spannung.

Fall D: Berechnung der spezifischen Wasserpermeabilität aus der spannungsabhängigen absoluten Permeabilität.

Fall E: Berechnung der effektiven Endpunkt-Gaspermeabilität aus der spannungsabhängigen absoluten Permeabilität.

Tabelle 3-4: Regressionsparameter zur Berechnung von Permeabilitäten.

	a'	b'	c'	d'
Fall A: $k_{a,\sigma}$ – VOE1	2.638	0.864	0.63	0.36
Fall B: $k_{a,\sigma}$ – VOE2	0.742	0.055	0.74	0.218
Fall C: k_w	0.284	0.771	0.891	0.318
Fall D: k_w^*	0.162	-	1.15	-
Fall E: $k_{g,Swi}^*$	0.752	-	1.808	-

*für k_w bzw. $k_{g,Swi}$ in Abhängigkeit von $k_{a,\sigma}$ an Stelle von k_a .

3.2.6 Weitere Korrelationen

Weitere Korrelationen, die im DGMK-Projekt 593-9/2 und in der ersten Phase des DGMK-Projekts 593-9/4 ermittelt wurden, konnten mit den in dieser Arbeit durchgeführten Messserien bestätigt werden (Pusch et al, 2006 und Pusch et al., 2008). Die aus den Kapillardruckmessungen ermittelten nichtreduzierbaren Wassersättigungen S_{wi} sind in Abbildung 3-34 und die Sperrdrücke (displacement pressures) p_d in Abbildung 3-35 im Vergleich mit Daten aus vorherigen Untersuchungen dargestellt. Die Korrelation mit der absoluten Permeabilität bestätigt den in früheren Untersuchungen im DGMK-Projekt 593-9/2 für Rotliegend Sandsteine festgestellten Trend.

$$S_{wi} = 0.348 \cdot k_a^{-0.117} \quad [3-16]$$

$$p_d = 0.0886 \cdot k_a^{-0.693} \quad [3-17]$$

Die in den ersten beiden Teilen des DGMK-Projekts 593-9/4 gemessenen Kapillardruckfunktionen wurden zur Vereinheitlichung in Leverett- J -Funktionen umgerechnet. Die so ermittelten Daten sind in Abbildung 3-36 dargestellt. Der Trend wird durch folgende Potenzfunktion wiedergegeben:

$$J(S_{wD}) = 0.1548 \cdot S_{wD}^{-1.1414} \quad [3-18]$$

Die gemessenen Daten sind ebenso wie die Korrelationen in den Rock Data Catalog aufgenommen worden.

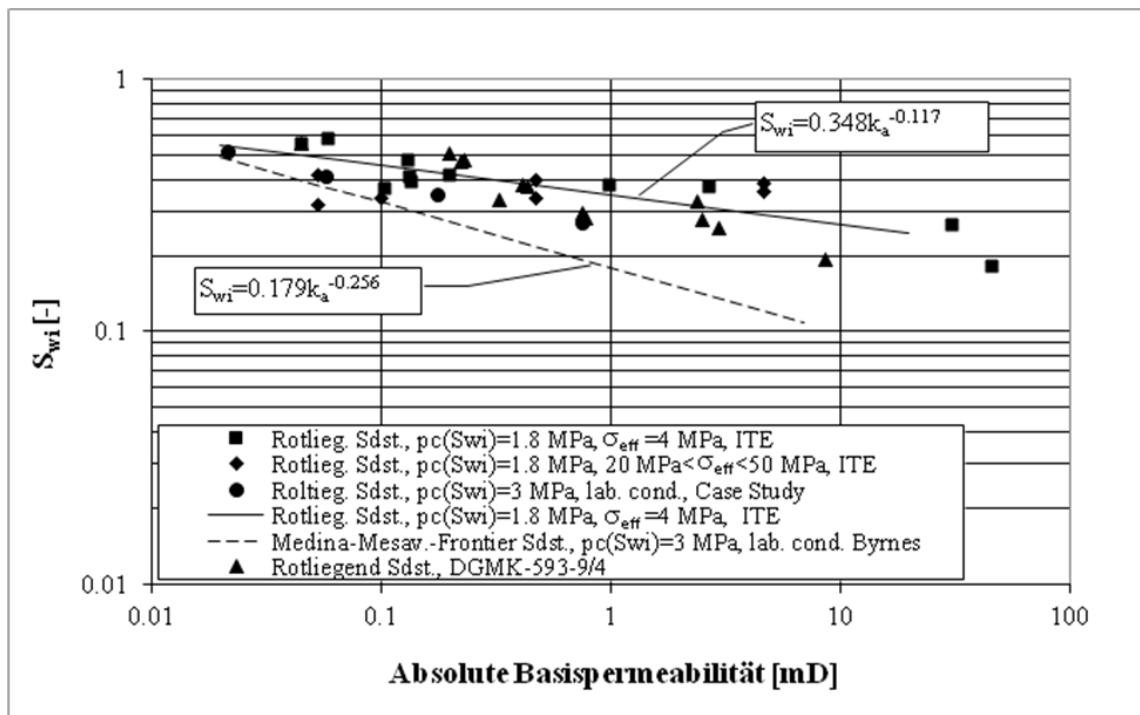


Abbildung 3-34: Nichtreduzierbare Wassersättigung S_{wi} gegen die Basispermeabilität im Vergleich mit der Korrelationsfunktion (Pusch et al., 2006).

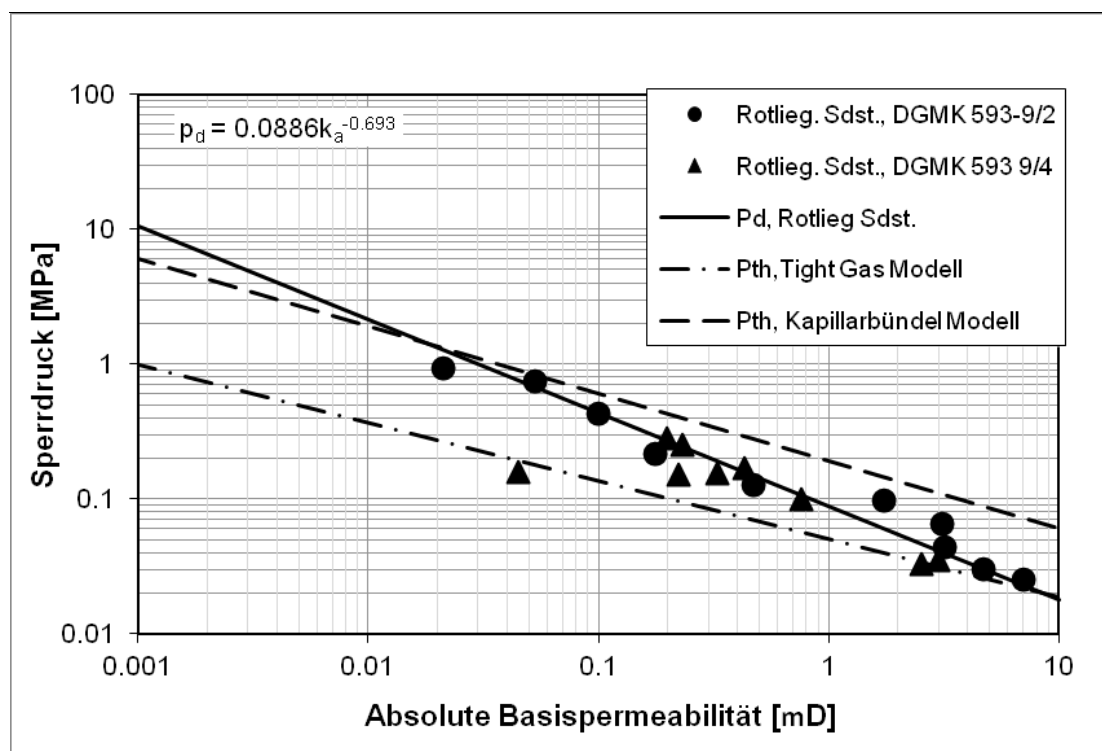


Abbildung 3-35: Korrelation des Sperrdrucks mit der Basispermeabilität (Pusch et al., 2006).

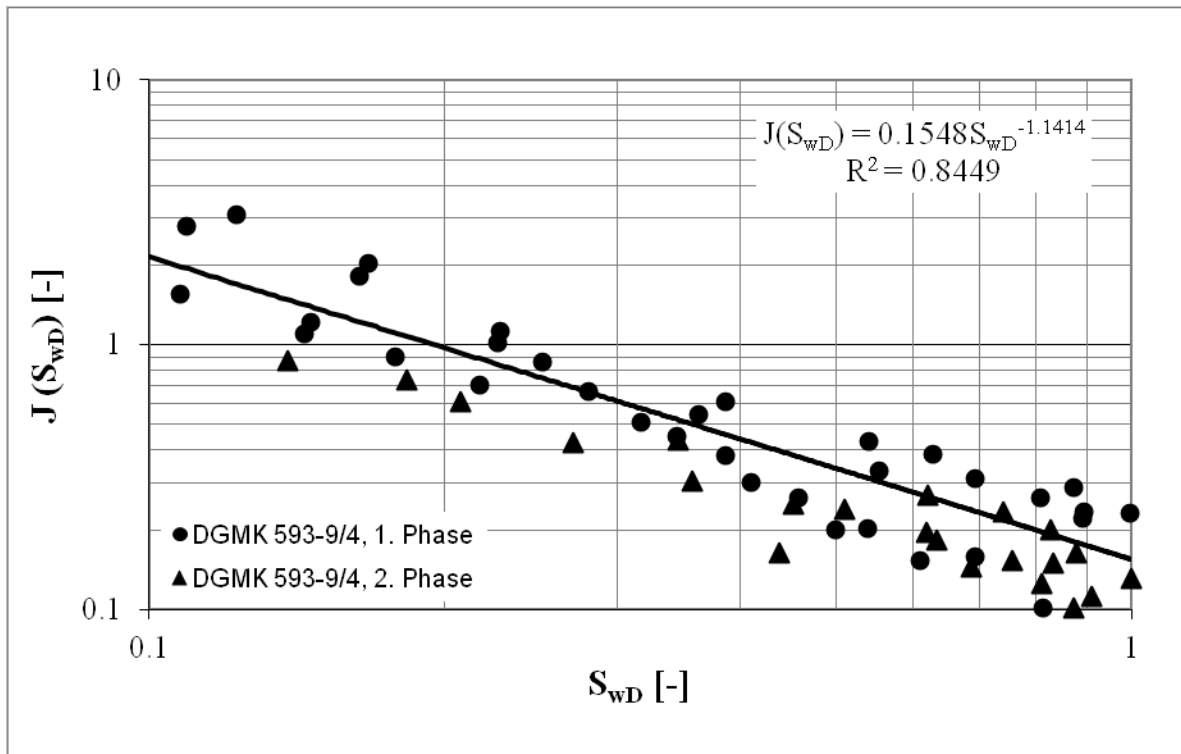


Abbildung 3-36: Leverett-J-Werte gegen die normalisierte Wassersättigung (Pusch et al., 2006).

3.3 Beziehung von Porosität und Permeabilität unter Spannungseinfluß

Zur Untersuchung des Einflusses der Spannung auf den Porenraum wurden an dem Kernstück VN-Z3 Porositätsmessungen unter zu- und abnehmender isostatischer Belastung, wie in Kapitel 2.2.1 beschrieben und in Kapitel 3.1.3 diskutiert, durchgeführt. Abbildung 3-37 zeigt die ersten beiden Zyklen der Messung, also die erste Belastung von 10 MPa auf 50 MPa und die anschließende Entlastung zurück auf 10 MPa.

Da die Spannungsabhängigkeit für die Permeabilität leichter zu messen ist als für die Porosität, wurde zum Aufstellen einer Funktion, die den Effekt der Spannung auf den Porenraum wiedergibt, auf die Porositäts-Permeabilitäts-Beziehung zurückgegriffen. Für Rotliegend Sandsteine gilt ein exponentieller Zusammenhang, der auch in dieser Arbeit bestätigt wurde (vgl. Abbildung 3-1).

$$k_a = 0.0041 \cdot e^{0.4617 \cdot \phi_0} \quad [3-19]$$

Die Porositätswerte aus dem ersten Zyklus der Messung wurden den an den beiden Zwillingplugs aus demselben Bohrkern bei entsprechenden Spannungen gemessenen Permeabilitätswerten zugeordnet. Da, wie in Kapitel 3.1.3 bereits erwähnt, der Bohrkern sehr homogen ist und die drei Gesteinsproben vergleichbare initiale Porositäten und Bulkdichten zeigen, kann davon ausgegangen werden, dass diese Zuordnung zulässig ist. Diese Vorgehensweise ist der Tatsache geschuldet, dass die Plugs selbst zu klein für diese Art der Messung sind. Ein Vergleich dieser Poro-Perm Werte mit den bekannten Poro-Perm Daten für norddeutsche Rotliegend Sandsteine zeigt, dass die Veränderung der Porosität und Permeabilität unter Spannung dem bekannten Poro-Perm Trend folgt (Abbildung 3-38).

Daraus lässt sich schließen, dass Gleichung 3-19 auch für gespannte Bedingungen gilt:

$$k_{a,\sigma} = 0.0041 \cdot e^{0.4617 \cdot \phi_\sigma} \quad [3-20]$$

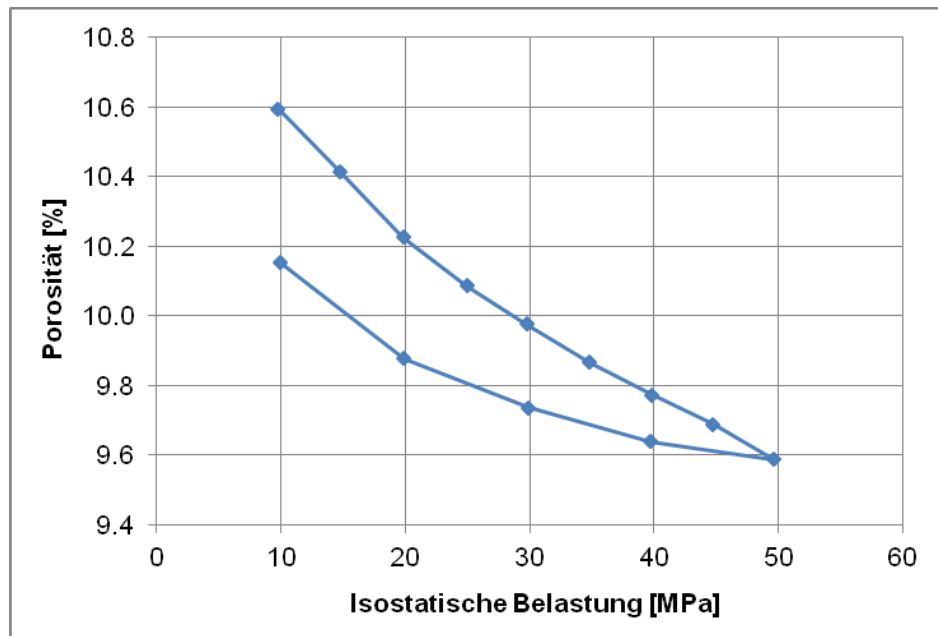


Abbildung 3-37: Porositätsmessung unter Spannung an Kern VN-Z3.

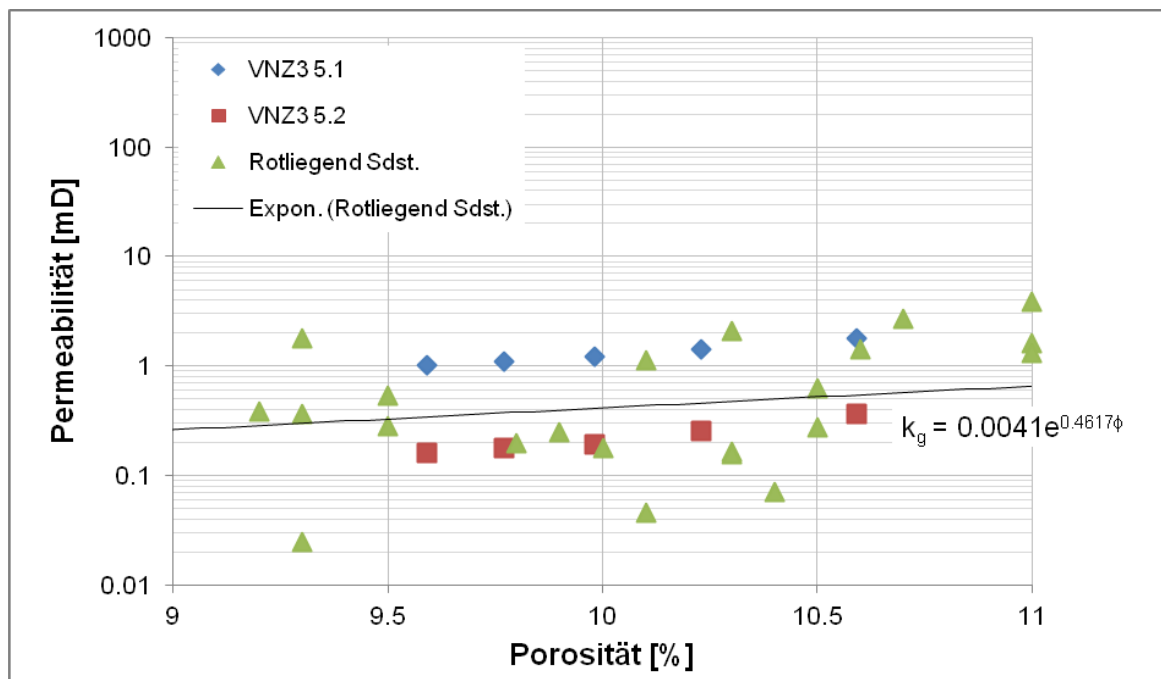


Abbildung 3-38: Porositäts-Permeabilitäts Beziehung der Plugs VNZ3 5.1 und VNZ3 5.2 bei unterschiedlicher Belastung im Vergleich mit Poro-Perm Werten anderer Rotliegend Sandstein Plugs.

Mit dem aus Gleichung 3-3 bekannten Zusammenhang zwischen Permeabilität und Spannung und der in Gleichung 3-19 und Gleichung 3-20 formulierten Beziehung zwischen Permeabilität und

Porosität der Rotliegend Proben kann ein Modell für die Porosität unter Spannung in Abhängigkeit der initialen Permeabilität oder initialen Porosität formuliert werden. Gleichung 3-20 lässt sich umstellen nach ϕ_σ :

$$\phi_\sigma = \ln\left(\frac{1}{0.0041} \cdot k_{a,\sigma}\right) \cdot \frac{1}{0.4617} \quad [3-21]$$

Mit Gleichung 3-3 ergibt sich:

$$\phi_\sigma = \ln\left(\frac{1}{0.0041} \cdot f(k_a, \sigma_{eff})\right) \cdot \frac{1}{0.4617} \quad \text{mit} \quad f(k_a, \sigma_{eff}) = a' \cdot \sigma_{eff}^{-b'} \cdot k_a^{c' \cdot \sigma_{eff}^{d'}} \quad [3-22]$$

Mit Gleichung 3-19 lässt sich die spannungsabhängige Porosität auch als Funktion der initialen Porosität darstellen:

$$\phi_\sigma = \ln\left(\frac{1}{0.0041} \cdot f(\phi_0, \sigma_{eff})\right) \cdot \frac{1}{0.4617} \quad \text{mit} \quad f(\phi_0, \sigma_{eff}) = a' \cdot \sigma_{eff}^{-b'} \cdot (0.0041 \cdot e^{0.4617 \cdot \phi_0})^{c' \cdot \sigma_{eff}^{d'}} \quad [3-23]$$

Die Regressionsparameter a' , b' , c' und d' entsprechend dabei den in Tabelle 3-4 aufgeführten Werten für die Korrelation VOE1, wenn die initialen Permeabilitäten bzw. Porositäten an nicht rekompaktierten Plugs gemessen wurden, und VOE2, falls die initialen Werte an rekompaktierten Proben bestimmt wurden. Aufgrund der Streuung der Poro-Perm Werte (vgl. Abbildung 3-1) sind diese Zusammenhänge mit einer Unsicherheit behaftet.

4 Anwendung: Gesteinsdatenbank „Rock Data Catalog“

4.1 Ziel und Konzept des Rock Data Catalog

Der Rock Data Catalog (RDC) wurde konzipiert, um die Anwendung der gewonnenen Daten und der daraus ermittelten Korrelationsfunktionen für die Reservoirmodellierung bzw. –simulation zu ermöglichen. Der RDC stellt zum einen eine große Menge an Daten bereit und bietet zum anderen dem Benutzer die Möglichkeit, unter Verwendung der Korrelationsfunktionen ausgewählte Daten auf die jeweiligen Lagerstättenbedingungen umzurechnen und fehlende Daten mit korrelierten Werten zu ergänzen.

In der aktuellen Version besteht der RDC aus folgenden drei Modulen:

- Rock Database
- Query Builder
- Correlation Module

Die Rock Database enthält den Datenbestand und stellt ihn dem Benutzer zur Verfügung.

Der Query Builder ermöglicht dem Benutzer, hierarchieübergreifend für seine Anwendung geeignete Daten aus dem Gesamtbestand nach definierbaren Kriterien (wie z. B. Permeabilitätsbereichen, bestimmten Bohrungen) herauszugreifen und weiter zu verarbeiten.

Im Correlation Module sind die verfügbaren Korrelationsfunktionen enthalten. Dieses Modul ermöglicht die weitere Verarbeitung ausgewählter Daten.

Da der Query Builder lediglich als Werkzeug zur Auswahl von Daten aus der Datenbank und zum Transfer dieser Daten in das Correlation Module dient, werden im Weiteren nur die Rock Database und das Correlation Module näher beschrieben.

4.1.1 Rock Database

Die Rock Database enthält den gesamten verfügbaren Datenbestand. Die Daten sind hierarchisch gegliedert (vgl. Abbildung 4-1). Den Feldern sind Bohrungen eindeutig zugeordnet. Diesen sind Kerne zugeordnet und diesen wiederum Plugs. Über die Rock Database sind die Daten zu den jeweiligen Objekten (Field, Borehole, Core, Plug) abrufbar.

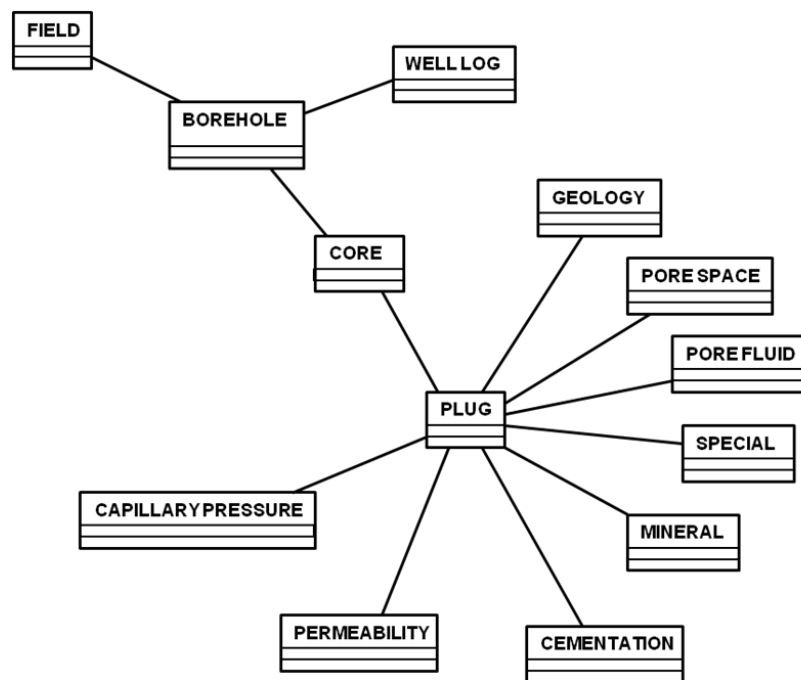


Abbildung 4-1: Hierarchische Struktur der Datenbank des Rock Data Catalog (Ganzer, Reitenbach & Albrecht, 2010).

Den Objekten sind die zugehörigen Daten eindeutig zugeordnet. Den Bohrungen sind unter anderem Log-Daten zugeordnet und den Plugs eine Reihe petrophysikalischer, geologischer, mineralogischer, und weiterer Daten. Im Userinterface der Rock Database werden in einem Bereich die verfügbaren Objekte und in einem anderen Bereich die zum ausgewählten Objekt verfügbaren Daten angezeigt (Abbildung 4-2).

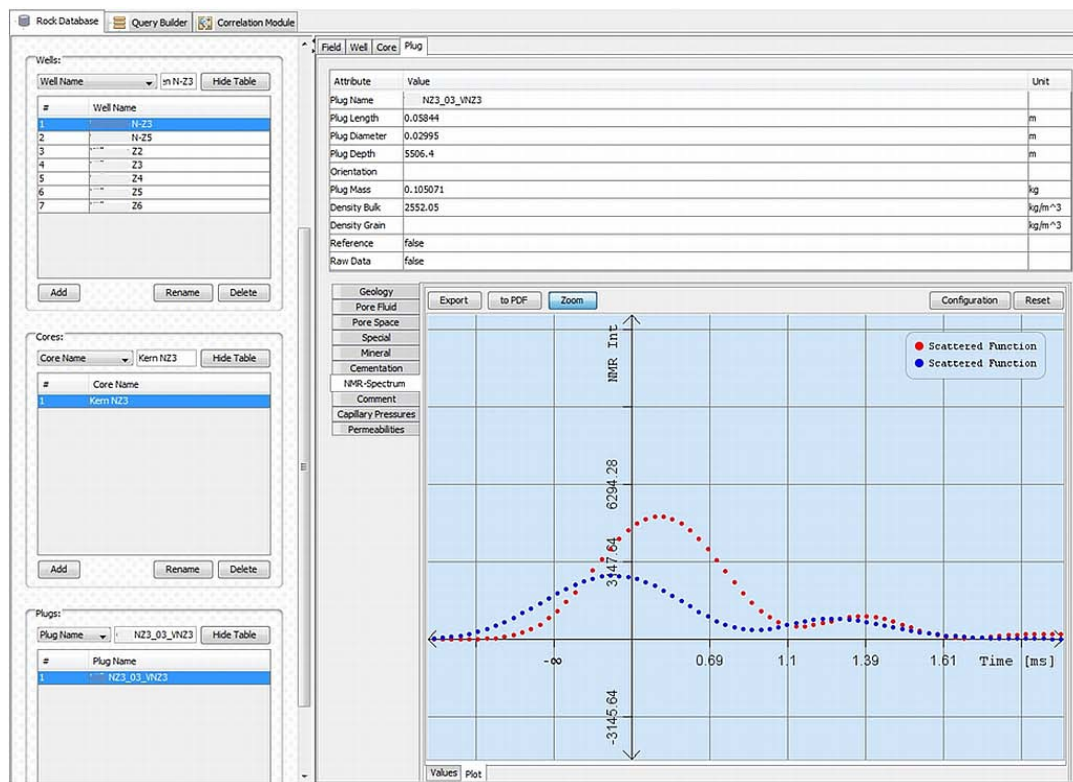


Abbildung 4-2: Screenshot der Rock Database. Im linken Bereich werden die Objekte angezeigt, im rechten Bereich die Daten zum ausgewählten Objekt.

4.1.2 Correlation Module

Das Correlation Module ermöglicht die weitere Verwendung und Bearbeitung gesteinsphysikalischer Daten. Mit Hilfe der in diesem Modul enthaltenen Funktionen und Korrelationen können aus unvollständigen Daten und/oder Labormessungen geeignete Datensätze für die Modellierung und Simulation von Gaslagerstätten erzeugt werden. Die vorhandenen Möglichkeiten des Correlation Module sind in Abbildung 4-3 dargestellt. Über ein Menu lassen sich im Correlation Module fünf verschiedene Worksheets für unterschiedliche Aufgaben öffnen (Abbildung 4-4).

Im Einzelnen gibt es folgende Worksheets:

- Poro-Perm Relationship
- Rock Saturation Functions
- Stress-Dependent Perm
- Total/Effective Stress
- Quality Check

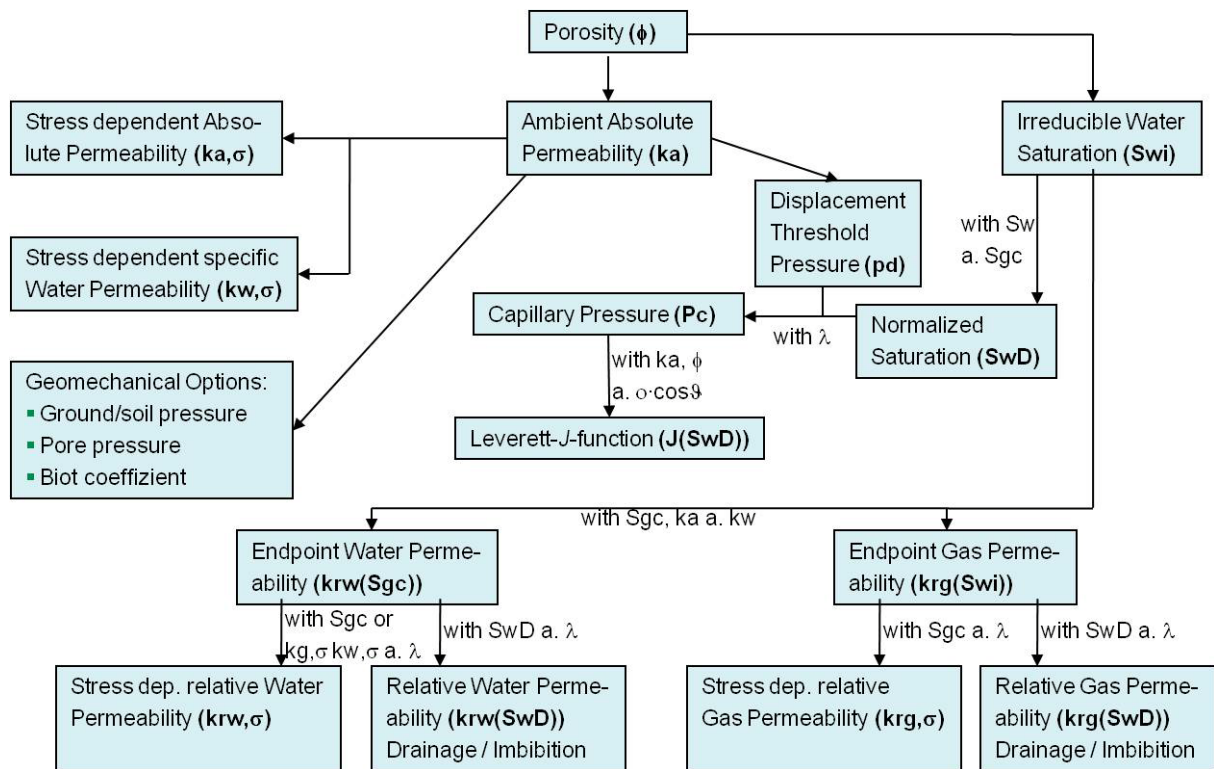


Abbildung 4-3: Fließdiagramm der möglichen Wege zur Weiterverarbeitung von Ausgangsdaten mittels Korrelationen im Correlation Module (Ganzer, Reitenbach & Albrecht, 2010).

Diese Worksheets erfüllen folgende Aufgaben (Manual Rock Data Catalog, 2011):

Porosity-Perm Relationship: Ermöglicht die Bearbeitung und Darstellung von Porositäts- und Permeabilitätsdaten. Falls eine Vielzahl von Messdaten vorliegen können Mittelwerte berechnet werden. Für den Fall fehlender Permeabilitätsdaten können mit Hilfe von Korrelationsfunktionen für bestimmte Gesteinstypen Permeabilitätsdaten berechnet werden.

Rock Saturation Functions: Ermöglicht die Bearbeitung und Darstellung von Kapillardruckdaten. Aus den Kapillardruckdaten können dimensionslose Leverett-J-Funktionen berechnet werden, um Gesteinseigenschaften für in-situ Bedingungen zu konvertieren. Falls keine gemessenen Kapillardruckdaten vorliegen lassen sich entsprechende Werte berechnen. Außerdem lassen sich relative und Endpunkt-Permeabilitäten mit verschiedenen Modellen berechnen.

Stress-Dependent Perm: Ermöglicht die Berechnung und Darstellung von in-situ Gas- und Wasserpermeabilitäten und relativen Permeabilitäten für Gas und Wasser.

Total/Effective Stress: Ermöglicht die Berechnung von Auflastdrücken und effektiven Spannungsbedingungen, die dann zur Berechnung von in-situ (effektiven) Permeabilitäten genutzt werden können.

Quality Check: Ermöglicht die Darstellung von Datensätzen und den Vergleich mit Referenzdaten um zu prüfen, ob die Eigenschaften des betrachteten Gesteinstyps ähnlich sind und damit die Korrelationen für diesen Gesteinstyp gültig sind und verwendet werden können. Dieses Modul verwendet dazu Porositäts- und Permeabilitätsdaten und Leverett-J-Funktionen.

Die im Correlation Module enthaltenen Korrelationsfunktionen und Berechnungsmodelle sind in Anhang II aufgeführt.

[illegible]

Abbildung 4-4: Screenshot des Correlation Module.

4.2 Anwendungsbeispiel

Im Folgenden wird ein Anwendungsfall für den RDC gezeigt. Für eine Gesteinsprobe aus dem Feld „Brandenburg“ wird die Leverett-J-Funktion berechnet. Im ersten Schritt werden Bohrungen aus diesem Feld gesucht, für die Basisdaten, in diesem Fall Porositäten und Kapillardruckkurven, vorliegen. Dabei wird die Suche auf Kerne mit Porositäten zwischen 1 % und 7 % eingeschränkt.

Um die Suche durchzuführen wird das Modul „Query Builder“ aufgerufen und die Suchkriterien ausgewählt (Abbildung 4-5). Mit einem Mausklick auf den Button „Query“ wird die Suche durchgeführt und die in der Datenbank gefundenen Objekte angezeigt. Mit dem anklicken der Checkbox „Show Details“ werden die zu den gefundenen Objekten gehörenden Daten angezeigt (Abbildung 4-6).

Sättigungswerte in das Worksheet „Rock Saturation Functions“ übernommen (Abbildung 4-7 und Abbildung 4-8). Weitere für die Berechnungen benötigte Parameter, wie z. B. Porosität und Permeabilität, werden ebenfalls aus der Datenbank übernommen oder, falls nicht vorhanden, mit Hilfe von Korrelationsfunktionen berechnet. Durch anklicken des entsprechenden Buttons im Feld „Parameter“ wird ein Dialog aufgerufen, der die verfügbaren Korrelationen anzeigt und zur Berechnung der fehlenden Parameter dient (Abbildung 4-9). Die berechneten Parameter werden im Worksheet angezeigt. Durch anklicken des entsprechenden Buttons im Feld „Data computation“ wird schließlich die Berechnung der Leverett-J-Werte durchgeführt und das Ergebnis in der Tabelle angezeigt (Abbildung 4-10).

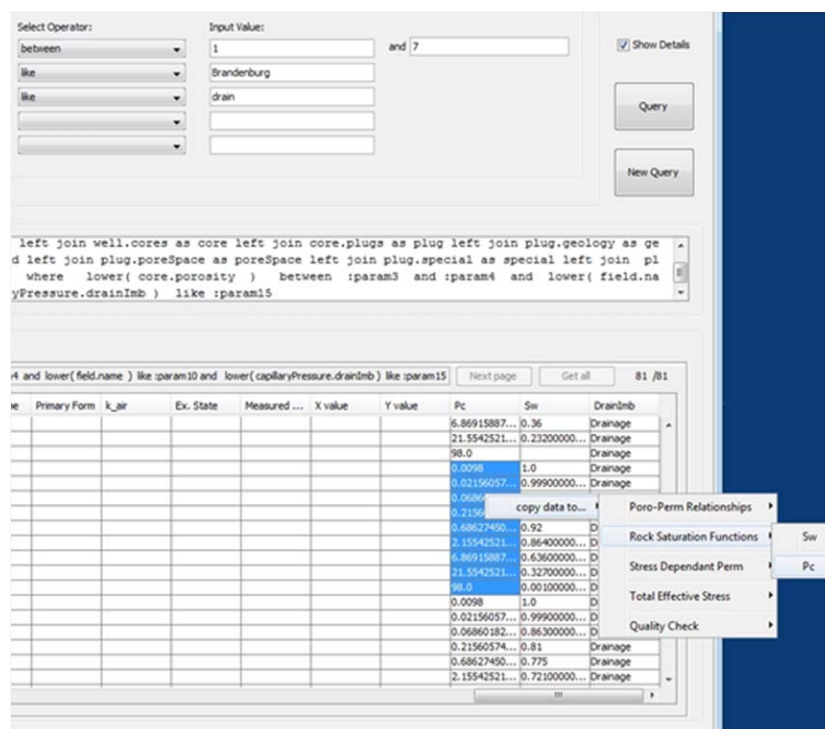


Abbildung 4-7: Transfer der ausgewählten Daten in das Worksheet „Rock Saturation Functions“.

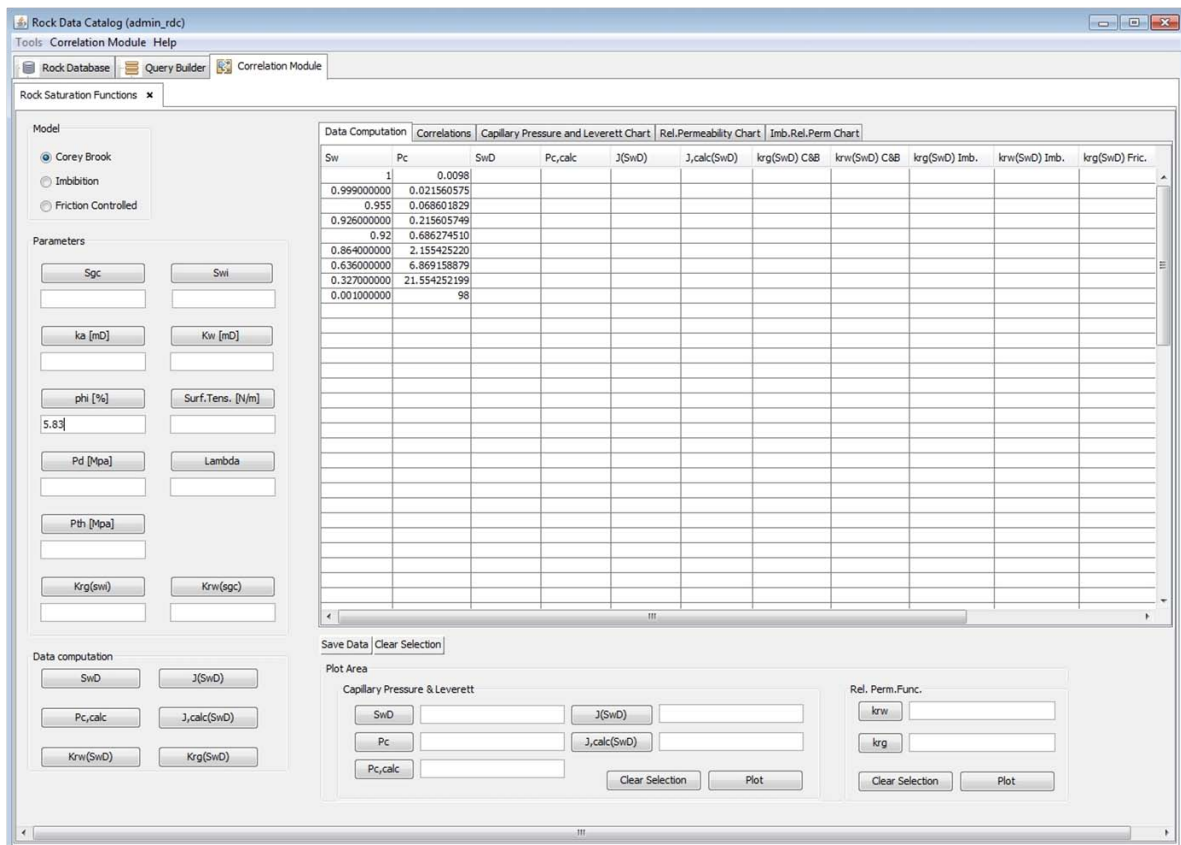


Abbildung 4-8: Das Worksheet „Rock Saturation Functions“ mit den importierten Daten.

Abbildung 4-9: Dialogfenster zur Berechnung von Parametern mit Hilfe von Korrelationsfunktionen.

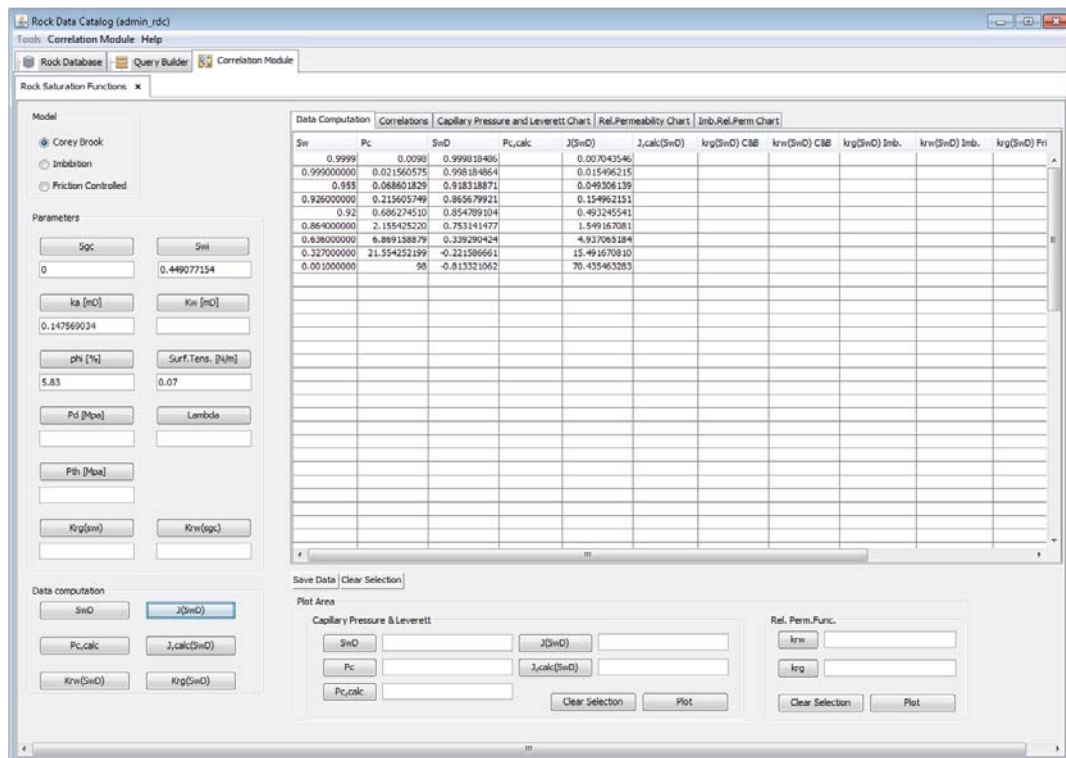


Abbildung 4-10: Das Worksheet „Rock Saturation Functions“ mit den berechneten Leverett-J-Werten.

5 Diskussion und Schlussfolgerungen

Eine wichtige Komponente bei der experimentellen Bestimmung von Fluiddurchlässigkeiten dichter Lagerstättengesteine ist die Spannungsabhängigkeit der Permeabilität. Bei niederpermeablem Gestein ist mit einer deutlichen Spannungsabhängigkeit der Durchlässigkeiten zu rechnen, die bei Permeabilitäten unter 5 mD deutlich zunimmt. Diese Spannungsabhängigkeit hat Auswirkungen auf das Förderverhalten von Tight Gas Lagerstätten, deren Permeabilität deutlich unter diesem Wert liegt. Per Definition der DGMK wird eine Lagerstätte ab einer Permeabilität von unter 0.6 mD als „tight“ eingestuft. Die Spannungssensitivität bewirkt, dass durch die Absenkung des Porendrucks in der Lagerstätte während der Förderung und der damit einhergehenden Erhöhung der effektiven Spannung die Durchlässigkeit und damit die Förderrate stark abnehmen. Für die wirtschaftliche Entwicklung einer Tight Gas Lagerstätte wird daher für gewöhnlich gefrackt. Dabei wird der Porendruck durch Injektion von beispielsweise Wasser in die Lagerstätte erhöht, um den Spannungszustand des Gesteins in den Dilatanz- und Bruchbereich zu bringen und so neue Wegsamkeiten für das Gas zu schaffen. Um den Zusammenhang zwischen Permeabilität und Spannungszustand für norddeutsche Rotliegend Sandsteine qualitativ und quantitativ zu untersuchen wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Permeabilitätsmessstand gebaut, der es ermöglichte, Durchflussmessungen an Plugs mit variablen Axial- und Radialspannungen bis zu 50 MPa und Porendrücken bis zu 20 MPa durchzuführen.

Die Ergebnisse der Messungen bestätigen die in vorherigen Untersuchungen festgestellte starke Abhängigkeit der Permeabilität von dem Spannungszustand. Unterhalb einer Permeabilität von 5 mD tritt bei den untersuchten Sandsteinen aus dem norddeutschen Rotliegenden eine deutliche Spannungsabhängigkeit auf. Diese Spannungsabhängigkeit nimmt mit abnehmender Permeabilität

stark zu. Aus diesen Messungen wurde der Zusammenhang zwischen dem Permeabilitätsrückgang und der Spannung in Form einer Potenzfunktion abgeleitet. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen zeigen, dass der Belastungszyklus und der Sättigungszustand für die Fließeigenschaften und deren Änderung mit der Spannung eine wesentliche Rolle spielen. Die allgemeine Form dieser Funktion lautet:

$$k_x = a' \cdot \sigma_{eff}^{-b'} \cdot k_a^{c' \cdot \sigma_{eff}^{d'}} \quad [5-1]$$

bzw.

$$k_x = a' \cdot k_{a,\sigma}^{c'} \quad [5-2]$$

Dabei sind k_x die Permeabilität bei der effektiven Spannung σ_{eff} , k_a die Basispermeabilität und $k_{a,\sigma}$ die spannungsabhängige absolute Permeabilität (vgl. Kapitel 1.2.2). Die Regressionsparameter a' , b' , c' und d' der Potenzfunktion wurden im Rahmen dieser Arbeit für unterschiedliche Sättigungszustände und Belastungszyklen des Gesteins experimentell bestimmt und sind in Tabelle 3-4 aufgeführt.

Über diese Ergebnisse hinaus konnte gezeigt werden, dass der Porendruck für die Permeabilitätsänderungen über seinen Einfluss auf die effektive Spannung ebenfalls entscheidend ist. Der Porendruck wirkt der Auflastspannung bzw. der totalen Spannung entgegen. Der Anteil, zu dem der Porendruck der totalen Spannung entgegen wirkt, also die Porendruckwirksamkeit, wird durch den Biot-Koeffizienten angegeben. Dieser Koeffizient konnte nicht direkt gemessen werden, daher wurde eine Reihe von Permeabilitätsmessungen an mehreren Plugs durchgeführt, bei denen die Messkurven unterschiedliche Kombinationen von Auflast- und Porendruck durchliefen. Die Permeabilität folgt dabei dem Gesetz der effektiven Spannung (vgl. Gleichung 1-11):

$$k = k(\sigma_{eff}) = k(\sigma_{tot} - \alpha \cdot p) \quad [5-3]$$

Hierbei ist σ_{eff} die effektive Spannung, σ_{tot} die totale Spannung und p der Porendruck. Die Ergebnisse der durchgeführten Messungen zeigen, dass der Biot-Koeffizient keine Konstante, sondern eine Variable ist, die sich mit den ändernden Spannungsbedingungen ebenfalls ändert. Dieser Koeffizient lässt sich als Funktion von Porendruck zu totaler Spannung in folgender Weise ausdrücken:

$$\alpha' = 0.85 \cdot \left(\frac{\sigma_{tot}}{p} \right)^{-0.2} \quad [5-4]$$

Mit zunehmender totaler Spannung bzw. abnehmendem Porendruck nimmt also die Porendruckwirksamkeit ab. Der Biot-Koeffizient lässt sich bei konstantem Porendruck auch als Maß für die Veränderung des Porenvolumens relativ zur Änderung des Bulkvolumens betrachten (Fjaer et al., 2008). Physikalisch betrachtet bedeutet dies, dass mit zunehmender totaler Spannung die Änderung des Bulkvolumens zunehmend größer als die des Porenvolumens ist. Mit zunehmendem Verhältnis von totaler Spannung zum Porendruck verringert sich das Porenraumvolumen. Die in dieser Arbeit durchgeführten Messungen bestätigen damit die Trendergebnisse früherer Arbeiten (z. B. Wang (2000); Skomedal & Hettema (2002); Trautwein (2005)), die gezeigt haben, dass die Wirksamkeit des Porendrucks mit abnehmender Porosität sinkt. Für das in dieser Arbeit untersuchte Gestein liegt der Biot-Koeffizient im Bereich von 0.6 – 0.85.

Einen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse von Permeabilitätsmessungen hat auch der Ausgangszustand des Kernplugs, an dem die Messung vorgenommen wird. Bei der Kernnahme, der Lagerung und dem Ausbohren des Plugs entstehen in der Gesteinsprobe Auflockerungen und Mikrorisse, die bei der Messung zu Permeabilitätswerten führen, die um mehrere Größenordnungen über den in-situ Werten liegen. Bei den Messungen mit von 3 MPa auf 50 MPa ansteigender isostatischer Auflast fielen die Permeabilitäten für Plugs mit Basispermeabilitäten unter 1 mD zum Teil um über 2 Zehnerpotenzen. Dieser Effekt lässt sich vermeiden, wenn die Plugs vor den Messungen rekompaktiert werden. Daher sollten bei Laborversuchen zu Durchlässigkeiten an niederpermeablen Gesteinen eine Rekompaktion durchgeführt werden, um zuverlässige Daten zu erhalten. Die Plugs werden dazu über einen gewissen Zeitraum unter hoher isostatischer Auflastspannung gehalten, um die Auflockerungen und Mikrorisse wieder zu schließen. Der Endwert der Permeabilität bei maximaler Belastung, die für die in dieser Arbeit durchgeführten Messungen bei 50 MPa lag, ist in beiden Fällen derselbe. Allerdings ist bei den rekompaktierten Plugs die Permeabilität bei 3 MPa niedriger, da die genannten Effekte der Permeabilitätserhöhung durch Auflockerungen und Mikrorisse vor allem bei niedrigem Auflastdruck auftreten und mit zunehmender Auflast reduziert werden und schließlich verschwinden (vgl. Abbildung 3-27). Dieser Effekt konnte mit den durchgeführten Messungen quantifiziert werden. Eine aus diesen Messwerten abgeleitete Korrelationsfunktion ermöglicht es, Messwerte, die bei unzureichender Rekompaktierung ermittelt wurden (artificialer Effekt der Auflockerung) rechnerisch um diesen Effekt zu bereinigen und auf in-situ-Werte umzurechnen. Die Funktion entspricht der Gleichung 5-1, wobei die Parameter a' , b' , c' und d' passend gewählt werden müssen. Diese Parameter sind für das untersuchte Gestein in Tabelle 3-4 aufgeführt.

Unter Berücksichtigung der Effekte der Rekompaktion und der Wirkung des Porendrucks fällt der Einfluss der Spannung auf die Durchlässigkeitswerte des Gesteins weniger stark aus, führt aber immer noch zu erheblichen Permeabilitätsreduzierungen. Allerdings hat der Sättigungszustand einen starken Einfluss auf die Fluiddurchlässigkeiten. Die spezifischen Wasserpermeabilitäten (gemessen bei vollständiger Sättigung, also $S_w = 1$) liegen im Mittel bei lediglich einem Zehntel der absoluten Permeabilität. Die effektiven Permeabilitäten für Gas bei Restwassersättigung liegen zwischen den Werten der absoluten Permeabilitäten und denen der spezifischen Wasserpermeabilitäten. Im Vergleich zu nordamerikanischen Sandsteinen weisen die norddeutschen Sandsteine höhere Restwassersättigungen auf (vgl. Abbildung 3-34). Dieser Unterschied lässt sich mit den unterschiedlichen Tonmineralgehalten erklären. Der Anteil an Tonmineralen liegt bei den nordamerikanischen Sandsteinen mit 5.7 % (nach Sampath & Keighin, 1982) im Mittel über dem der norddeutschen Sandsteine mit bis zu 4 % (vgl. Tabelle 2-2), allerdings haben die norddeutschen Sandsteine einen höheren Illit-Gehalt, der hier vor Chlorit und Kaolinit dominiert (nach Hoppe, 2005). Die Hydrophilie der im Gestein vorhandenen authigenen Minerale und Illit-Zemente bedingt einen hohen Anteil immobilen Wassers. Durch die Benetzbarkeit der Mineraloberflächen bildet sich ein Haftwasserfilm, durch den sich der Querschnitt, der durchströmt werden kann, verringert. Tonminerale können durch Hydrierung anschwellen, wenn ein Ionenaustausch stattfindet, was zu einer weiteren Verschlechterung der Fließeigenschaften führt. Dies resultiert im Gesamteffekt in niedrigeren effektiven Permeabilitäten für norddeutsche Sandsteine, als nach den Untersuchungen an nordamerikanischen Sandsteinen zu erwarten wäre.

Messungen der Porosität mit direkt aufeinanderfolgenden Be- und Entlastungszyklen (also ohne Erholungszeit zwischen den Messungen) an einer nicht rekompaktierten Gesteinsprobe zeigen eine

klare Hysterese (vgl. Abbildung 3-19). Dabei führte jeder Be- und Entlastungszyklus zu niedrigeren Messwerten als der vorherige, bis nach 6 Zyklen eine untere Grenze erreicht wurde. Absolut ging die Porosität im ersten Belastungszyklus von knapp 12 % im unbelasteten Zustand auf 9.6 % bei 50 MPa zurück und sank über die Dauer der weiteren 5 Belastungszyklen auf 9 %. Neben einem unmittelbaren Effekt gibt es dabei einen zeitabhängigen Effekt. Es findet einerseits eine Deformation statt, die unmittelbar mit der einwirkenden Kraft auftritt und bei Rücknahme der Kraft unmittelbar wieder zurückgeht. Andererseits tritt eine Deformation auf, die nicht unmittelbar stattfindet, sondern zeitabhängig verläuft. Auch diese Deformation hat sich in den durchgeführten Experimenten nach Rücknahme der auf die Gesteinsprobe einwirkenden Kraft zurückgebildet, allerdings mit einer zeitlichen Verzögerung. Die Gesteinsprobe wurde nach der Messserie entlastet und ihr ausreichend Zeit zur Erholung gegeben. Danach wurden die Ausgangswerte wieder erreicht. Die bei Be- und Entlastung beobachtete Deformation ist also reversibel. Permeabilitätsmessungen mit aufeinanderfolgenden Belastungszyklen mit und ohne Unterbrechung zur Erholung des Plugs zeigten ein ähnliches Verhalten. Dieses Deformationsverhalten lässt sich als visko-elastisch beschreiben.

Die untersuchten Sandsteine wurden allerdings sowohl bei den Permeabilitäts-, als auch bei den Porositätsmessungen nur isostatischen Spannungen ausgesetzt. Für deviatorische Belastungen ist ein anderes Verhalten zu erwarten. Mit zunehmender Differenz zwischen horizontaler und vertikaler Spannung, bzw. axialer und radialer Spannung, nähern sich die Spannungsverhältnisse der Dilatanzgrenze an (vgl. Abbildung 1-9). Dabei können sich Wegsamkeiten in der Hauptspannungsrichtung bilden, während sich Wegsamkeiten senkrecht dazu schließen. Die Deformationen werden anisotrop und damit werden auch die Fließeigenschaften richtungsabhängig.

Der Vergleich der Veränderung des Porenraumvolumens aus den Porositätsmessungen unter Spannungseinfluss mit den dazu korrespondierenden Permeabilitätsmessungen zeigt, dass das Porositäts-Permeabilitätsverhältnis auch bei Änderung des Spannungszustandes konstant bleibt (vgl. Abbildung 3-38). Daher können aus den Aussagen über die spannungsbedingten Permeabilitätsänderungen auch Aussagen über die Änderung des Porenraumvolumens abgeleitet werden.

Der Porenraum klassischer Sedimente lässt sich modellhaft als System von Porenbäuchen und Porenhälsen betrachten. Die Porenhälsen können röhrenförmig oder blattförmig ausgebildet sein. Die höchste Spannungssensitivität besteht bei den blattförmigen Porenhälsen. Dieses System von Hohlräumen stellt die Wegsamkeiten dar, durch die das Fluid strömt. Die Porenbäuche machen den wesentlichen Teil des Porenraumvolumens aus, während die Porenhälsen die Fließeigenschaften bzw. die Fluidtransporteigenschaften wesentlich bestimmen. In einem Tight Gas Sandstein ist dieses Fließsystem von Mikrorissen, also eher blattförmigen Porenhälsen, geprägt. Solche Fließwege zeichnen sich neben der hohen Spannungssensitivität durch eher gleichmäßige Weiten aus. Ein Gestein, bei dem die primär gebildeten Hohlräume die Wegsamkeiten darstellen, ist im Gegensatz dazu durch große Unterschiede der Porenhals- und Porenbauchdurchmesser geprägt. In einem von Mikrorissen geprägten System ist, wie von Pusch & Reitenbach (2002) beschrieben, der kapillare Fluss nicht mehr durch den kapillaren Eingangsdruck dominiert. Bei einem System, das vom kapillaren Eingangsdruck dominiert wird, findet im Kapillarbündelmodell der Verdrängungsprozess in den Kapillaren mit unterschiedlichen effektiven Radien aufeinanderfolgend statt (Purcell-Burdine-Modell). In einem von Mikrorissen geprägten System dominiert stattdessen der Reibungsdruck, und der Verdrängungsprozess findet in den Kapillaren mit unterschiedlichen Durchmessern gleichzeitig statt. Die Fließrate in den einzelnen Kapillaren hängt dabei vom Verhältnis der Viskositäten des verdrängenden und des verdrängten Fluids ab und von der Weite des Fließwegs. Bei erhöhter

effektiver Spannung wird der Porenraum deutlich stärker komprimiert als die Gesteinsmatrix. Dabei schließen sich zuerst die blattförmigen Porenhäse bzw. Mikrorisse. Durch das Schließen von Porenhäsen können jedoch Teile des Porenraums abgeschnitten und damit unzugänglich werden. Insgesamt wirkt sich die Kompaktion des Gesteins jedoch deutlich stärker auf die Fluiddurchlässigkeit aus als auf das Porenraumvolumen. Wie die in dieser Arbeit durchgeführten Messungen zeigen, nimmt die Permeabilität exponentiell zur Porositätsverringerung ab. Für die Rotliegend Sandsteine aus dem norddeutschen Raum wurde dabei folgende Porositäts-Permeabilitäts Beziehung festgestellt:

$$k_{a,\sigma} = 0.0041 \cdot e^{0.4617 \cdot \phi_\sigma} \quad [5-5]$$

Diese Beziehung ist aufgrund der Streuung der Porositäts-Permeabilitäts Werte im natürlichen Gestein allerdings mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Mit dem nach Gleichung 5-1 bzw. Gleichung 5-2 bekannten Verhalten der Permeabilität bei Spannungsänderung kann sie aber zur Abschätzung der zu erwartenden Größenordnung der Porosität bei einem bestimmten Spannungszustand verwendet werden.

Die Messdaten und aus diesen abgeleitete Korrelationsfunktionen sind in einer Gesteinsdatenbank, dem Rock Data Catalog (RDC), zusammengefasst und für Lagerstättenmodellierung und –simulation nutzbar gemacht worden. Ergänzt wird die Datenbank durch weitere Korrelationsfunktionen aus der Literatur und anderweitigen Datenbeständen. Mit Hilfe des RDC und der darin enthaltenen Daten und Korrelationsfunktionen können die aus den Experimenten gewonnenen Erkenntnisse für Simulationen verwendet werden.

Ausblick

In dieser Arbeit wurden ausschließlich isostatische Spannungszustände betrachtet. Weitere Versuchsreihen, bei denen die Effekte von Porendruckänderungen und Belastungszyklen auch für deviatorische Spannungsbedingungen experimentell untersucht werden, würden das Verständnis für die Veränderung der Fließeigenschaften in Tight Gas Lagerstätten während der Produktion weiter ausbauen. Hierbei könnte insbesondere auf die Arbeiten von Hoppe (2005) und Trautwein (2005) zurückgegriffen und aufgebaut werden. In diesen Arbeiten wurden die Effekte deviatorischer Belastung und poro-elastische Verformung an Rotliegend Sandsteinen aus vergleichbaren Porositäts-Permeabilitätsbereichen ausführlich untersucht.

Die Veränderungen des Porenraumvolumens konnten in dieser Arbeit nur an einer Probe experimentell gemessen werden. Messungen an weiteren Gesteinsproben wären notwendig, um zuverlässigere Aussagen über die auftretenden Effekte machen zu können. Solcher Messungen könnten mit weiteren Verfahren kombiniert werden, wie beispielsweise Untersuchungen an Dünnschliffen sowohl vom Ausgangsmaterial, als auch von den Proben nach den Experimenten. Dies könnte helfen, nicht nur quantitative Aussagen über die Porositätsänderungen zu treffen, wie in dieser Arbeit geschehen ist, sondern auch Aufschluss darüber geben, was sich im Porenraum ändert und welche Rolle der Mineralbestand, die Zementierung usw. dabei spielen. Desweiteren wurden die Biot-Koeffizienten in dieser Arbeit aus Permeabilitätsmessungen abgeleitet. Direkte Messungen der Porendruckwirksamkeiten könnten die in dieser Arbeit gewonnenen Erkenntnisse verifizieren und erweitern.

Um die Gültigkeit der in dieser Arbeit aufgestellten Korrelationsfunktionen für die Permeabilitäten auch auf andere Gesteinstypen auszudehnen bzw. um die Regressionsparameter für andere Gesteinstypen anpassen zu können, müssten die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Permeabilitätsmessungen unter Spannung an weiteren Plugs aus anderen Formationen wiederholt werden. Ausführliche mineralogische Analysen dieser Gesteinsproben könnten dazu dienen, Aussagen darüber zu machen, wie sich die Mineralzusammensetzung, die Zementierung usw. auf die Fließeigenschaften und die Spannungsabhängigkeit dieser Eigenschaften auswirken.

Symbole und Abkürzungen

A:	Durchströmte Querschnittsfläche
BGR:	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
c_b :	Effektive Kompressibilität
c_r :	Kompressibilität der Gesteinsmatrix
DGMK:	Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V.
E:	Elastizitätsmodul
G:	Scher- bzw. Schubmodul
g:	Schwerebeschleunigung
H:	Magnetfeld
h:	Höhe Wassersäule
IEA:	International Energy Agency
ITE:	Institut für Erdöl- und Erdgastechnik
$J(S_{wb})$:	Leverett-J-Werte bezogen auf die normalisierte Wassersättigung
K:	Kompressionsmodul
K_r :	Kompressionsmodul der Gesteinsmatrix
k:	Permeabilität
k_a :	Basispermeabilität (absolute Permeabilität gemessen bei 3 MPa Umschließungsdruck)
$k_{a,\sigma}$:	Spannungsabhängige absolute Permeabilität
$k_{g,Swi}$:	Effektive Endpunkt-Gaspermeabilität
k_{rel} :	Relative Permeabilität
k_w :	Spezifische Wasserpermeabilität
L:	Länge
NMR:	Nuclear Magnetic Resonance (Kernspinresonanz)
p:	Porendruck
p_c :	Kapillardruck

p_d :	Sperrdruck
p_e :	Eingangsdruck
p_m :	Mittlerer Druck
p_o :	Ausgangsdruck
Q :	Volumenstrom bzw. mittlere Fließrate
q_o :	Fließrate am Ausgang
r :	Radius einer Kapillare
RDC:	Rock Data Catalog
S_{gc} :	Kritische Gassättigung
S_w :	Wassersättigung
S_{wD} :	Normalisierte Wassersättigung
S_{wi} :	Nicht-reduzierbare Wassersättigung
TVD:	Total Vertical Depth
V :	Volumen
V_b :	Bulkvolumen
v_l :	Longitudinalwellengeschwindigkeit
v_t :	Transversalwellengeschwindigkeit
α :	Biot-Koeffizient bzw. Porendruckwirksamkeit
α' :	Variabler Biot-Koeffizient
Δp :	Druckgradient
ε :	Verformung bzw. Deformation
ε_0 :	Elastischer Deformationsanteil
θ :	Benetzungswinkel
λ :	Mittlere freie Weglänge bzw. Porengrößenverteilungskoeffizient bzw. Lamé-Parameter
μ_f :	Viskosität eines Fluids
μ_g :	Viskosität eines Gases

ν :	Poissonzahl
ρ_b :	Bulkdichte
ρ_w :	Dichte der benetzenden Phase
ρ_{nw} :	Dichte der nicht-benetzenden Phase
σ :	Spannung
σ_{eff} :	Effektive Spannung
σ_{gw} :	Grenzflächenspannung
σ_h :	Horizontalspannung
σ_n :	Normalspannung
σ_{tot} :	Totalspannung
σ_v :	Vertikalspannung
τ :	Scherspannung
ϕ :	Porosität
ϕ_0 :	Initiale Porosität
ϕ_{He} :	Helium-Porosität
ϕ_σ :	Spannungsabhängige Porosität

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Angebotssituation (Reserven und Ressourcen) nicht-erneuerbarer Energierohstoffe Ende 2012 im Vergleich mit einem Bedarfsszenario der IEA (2013) bis 2035 (BGR, 2013).	9
Abbildung 1-2: Ressourcen-Dreieck für Erdgas (modifiziert nach Holditch, 2006).....	11
Abbildung 1-3: Schematisches Beckenprofil mit konventionellen und unkonventionellen Erdgaslagerstätten (Andruleit, 2010).	12
Abbildung 1-4: Eingefärbte Dünnschliffe aus einem konventionellem Sandsteinreservoir (links) und einem Tight Gas Sandstein (rechts) (Naik, 2010).	12
Abbildung 1-5: Schematische Kapillardruckkurven und relative Permeabilitätsfunktionen für konventionelle und Tight Gas Lagerstätten (Shanley et al., 2004).	13
Abbildung 1-6: Verformungsmodelle: (a) Hooke, (b) Newton, (c) Maxwell, (d) Kelvin/Voigt, (e) Burgers, (f) Zener (modifiziert nach Mezger, 2007).	16
Abbildung 1-7: Verformungsverhalten eines Zener-Elements. Die blaue Linie stellt die einwirkende Spannung dar, die rote Linie die Verformung (Dehnung) des Körpers über die Zeit.....	17
Abbildung 1-8: Mohr Diagramm zum Mohr-Coulomb Bruchkriterium.....	20
Abbildung 1-9: Schematischer Verlauf der Spannungspfade bei der Gasförderung bzw. Depletierung (Porendruckabsenkung) und beim Fracking (Porendruckerhöhung) (modifiziert nach Pusch in Gaupp et al., 2005).....	21
Abbildung 1-10: Unterschiedliche Spannungspfade im Vergleich mit den von Hoppe und Trautwein gefahrenen Spannungspfaden (modifiziert nach Pusch in Gaupp et al., 2005).	25
Abbildung 1-11: Typischer Verlauf der Produktionsentwicklung einer Tight Gas oder Shale Gas Bohrung am Beispiel einer Shale Gas Bohrung in Kentucky, USA (Nuttall & Daugherty, 2007).	28
Abbildung 2-1: Lokation des Gasfeldes und der Bohrungen, aus denen das verwendete Kernmaterial stammt.	30
Abbildung 2-2: Die aus den Testkernen gebohrten Plugs.	30
Abbildung 2-3: Die für ausführliche Permeabilitätsmessungen unter Spannung mit Porendruck verwendeten Plugs.....	30
Abbildung 2-4: Der Kern aus der Bohrungen Well N-Z3 und das daraus präparierte Kernstück.....	31
Abbildung 2-5: Schema des RUSKA Helium Porosimeters (RUSKA Instrument Corporation, 1982).....	32
Abbildung 2-6: Schema des Versuchstands zur Messung der Porenraumänderungen unter wechselnden Belastungen (Werunsky, 2011).	33
Abbildung 2-7: Permeabilitätsmessanlage mit drei Triaxialzellen.	34

Abbildung 2-8: Schema der Permeabilitätsmessanlage.....	34
Abbildung 2-9: Einzelteile der Triaxialzelle.	35
Abbildung 2-10: Schema des Zusammenbaus der Triaxialzellen der Permeabilitätsmessanlage.....	35
Abbildung 2-11: Zelle mit Kompressor und Quizix-Pumpen (links) und Zellen für Durchflussbetrieb (rechts).	36
Abbildung 2-12: Wasseranstieg in einer Kapillare.	37
Abbildung 2-13: ERGOTECH Kapillardruck-Messzelle und schematischer Aufbau.	38
Abbildung 2-14: Ein Magnetfeld H richtet die zuvor zufällig orientierten Spins aus, so dass eine Magnetisierung M des Systems entsteht, die nach Abschalten des Magnetfelds wieder abklingt (Dunn et al., 2002).....	38
Abbildung 2-15: Die T_2 Verteilung eines Sandsteins bei vollständiger Wassersättigung (durchgezogene Linie) und nach Entsättigung (gestrichelte Linie). Cut-Off ist hier bei 33 ms (Straley et al., 1997).	39
Abbildung 2-16: GEOTRON Ultraschall Messsystem zur Bestimmung gesteinsmechanischer Parameter aus Wellengeschwindigkeiten.....	40
Abbildung 3-1: Porositäts-Permeabilitätsbeziehung der untersuchten Kernplugs im Vergleich mit anderen Rotliegend Sandsteinen aus dem Großraum Brandenburg (BB). Die Vergleichsdaten stammen aus dem Bestand des ehemaligen Zentralen Geologischen Instituts der DDR.	41
Abbildung 3-2: Röntgen-Scans eines Wustrow Plugs (links) und eines Niendorf Sandsteinplugs (rechts) (Meyn in Pusch et al, 2006).	42
Abbildung 3-3: Röntgen-Scans eines Ebsdorf Plugs (links) und eines Dethlingen Plugs (rechts) (Meyn in Pusch et al., 2006).	42
Abbildung 3-4: Referenzmessungen an Tonstein und Oberkirchener Sandstein (Meyn in Pusch et al., 2008).....	43
Abbildung 3-5: Referenzmessungen an Rotliegenden Testplugs (Meyn in Pusch et al., 2008).	43
Abbildung 3-6: NMR Spektren der Plugs VZ5 1.1, VZ5 2.1, VZ5 3.1, VZ4 4.1 und VNZ3 5.1 (Meyn in Pusch et al., 2006).	44
Abbildung 3-7: NMR Spektren der Plugs VZ5 1.2 und VZ5 2.2 (Meyn in Pusch et al., 2008).	45
Abbildung 3-8: NMR Spektren der Plugs VZ5 3.2, VZ4 4.2 und VNZ3 5.2 (Meyn in Pusch et al., 2008).	45
Abbildung 3-9: NMR Spektren der Plugs 2352C und 2480A (Meyn in Pusch et al., 2008).	45
Abbildung 3-10: NMR-Spektren der Plugs 1471A und 1362C (Meyn in Pusch et al., 2008).	46
Abbildung 3-11: NMR-Spektren der Plugs 01_VZ2, 07_VZ5, 05_VZ6 und 03_VNZ3 (Ganzer, Reitenbach & Albrecht, 2010).	46

Abbildung 3-12: Die Kapillardruckfunktionen der Plugs VZ5 1.1, VZ5 2.1, VZ5 3.1, VZ4 4.1 und VN23 5.1 (Meyn in Pusch et al., 2006).....	47
Abbildung 3-13: Die Kapillardruckfunktionen der Plugs VZ5 1.2, VZ5 2.2, VZ5 3.2, VZ4 4.2 und VN23 5.2 (Meyn in Pusch et al., 2008).....	47
Abbildung 3-14: Die Kapillardruckfunktionen der Plugs 2352C, 2480A, 1471A und 1362C (Meyn in Pusch et al., 2008).	48
Abbildung 3-15: Effektive Endpunkt-Gaspermeabilität in Abhängigkeit von der nichtreduzierbaren Wassersättigung.	49
Abbildung 3-16: Effektive Endpunkt-Gaspermeabilität bei S_{wi} gegen die absolute Permeabilität.	49
Abbildung 3-17: Spezifische Wasserpermeabilität vs. absolute Permeabilität.....	50
Abbildung 3-18: Relative Permeabilitäten im Vergleich mit der von Sampath & Keighin aufgestellten Relativen-Permeabilitäts-Kurve.....	50
Abbildung 3-19: Rückgang des Porenraumvolumens des Kerns VN-Z3 über den Auflastdruck (links) bzw. über die Zeit (rechts).....	52
Abbildung 3-20: Spannungsabhängige absolute Permeabilität verschiedener Rotliegend Sandstein Plugs.	54
Abbildung 3-21: Spannungsabhängig absolute Permeabilität dargestellt gegen die absolute Basispermeabilität.....	54
Abbildung 3-22: Regressionsparameter zur Berechnung der spannungsabhängigen absoluten Permeabilität.	55
Abbildung 3-23: Spannungsabhängige spezifische Wasserpermeabilität gegen die absolute Basispermeabilität der untersuchten Plugs für verschiedene Spannungen (Pusch et al., 2008).	56
Abbildung 3-24: Vergleich der spezifischen Wasserpermeabilität vs. absoluten Permeabilität für Rotliegend Sdst. mit der Korrelation von Jones & Owens (Pusch et al., 2006).....	57
Abbildung 3-25: Effektive Endpunkt-Gaspermeabilität gegen die spannungsabhängige absolute Permeabilität (Pusch et al., 2008).	58
Abbildung 3-26: Vergleich der Korrelationen für unterschiedliche Belastungszyklen bzw. kompaktiertes und unkompaktiertes Gestein.	59
Abbildung 3-27: Auswirkung des Belastungszyklus auf die Permeabilität am Plug VZ5 3.2.....	60
Abbildung 3-28: Absolute spannungsabhängige Permeabilitäten mit und ohne Porendruck im Vergleich mit Korrelation VOE2.....	61
Abbildung 3-29: Abhängigkeit der absoluten Permeabilität von Spannung und Porendruck für Plug 07_VZ5.....	62

Abbildung 3-30: Die an Plug 07_VZ5 gemessenen Permeabilitäten gegen die mit variablem Biot-Koeffizienten nach Gleichung 3-11 berechnete effektive Spannung aufgetragen.	63
Abbildung 3-31: Variabler Biot Koeffizient in Abhängigkeit vom Verhältnis Gesamtspannung zu Porendruck nach Gleichung 3-11.	64
Abbildung 3-32: Vergleich der Messdaten mit der Korrelationsfunktion VOE2.	65
Abbildung 3-33: Vergleich der verschiedenen Konzepte für den Biot Koeffizienten.....	65
Abbildung 3-34: Nichtreduzierbare Wassersättigung S_{wr} gegen die Basispermeabilität im Vergleich mit der Korrelationsfunktion (Pusch et al., 2006).	68
Abbildung 3-35: Korrelation des Sperrdrucks mit der Basispermeabilität (Pusch et al., 2006).....	68
Abbildung 3-36: Leverett-J-Werte gegen die normalisierte Wassersättigung (Pusch et al., 2006).	69
Abbildung 3-37: Porositätsmessung unter Spannung an Kern VN-Z3.....	70
Abbildung 3-38: Porositäts-Permeabilitäts Beziehung der Plugs VNZ3 5.1 und VNZ3 5.2 bei unterschiedlicher Belastung im Vergleich mit Poro-Perm Werten anderer Rotliegend Sandstein Plugs.	70
Abbildung 4-1: Hierarchische Struktur der Datenbank des Rock Data Catalog (Ganzer, Reitenbach & Albrecht, 2010).....	72
Abbildung 4-2: Screenshot der Rock Database. Im linken Bereich werden die Objekte angezeigt, im rechten Bereich die Daten zum ausgewählten Objekt.....	73
Abbildung 4-3: Fließdiagramm der möglichen Wege zur Weiterverarbeitung von Ausgangsdaten mittels Korrelationen im Correlation Module (Ganzer, Reitenbach & Albrecht, 2010).....	74
Abbildung 4-4: Screenshot des Correlation Module.	75
Abbildung 4-5: Auswahl des Moduls „Query Builder“ zum Durchführen einer Datenbankabfrage.....	76
Abbildung 4-6: Ergebnis der Datenbankabfrage nach den ausgewählten Suchkriterien.	76
Abbildung 4-7: Transfer der ausgewählten Daten in das Worksheet „Rock Saturation Functions“ 77	77
Abbildung 4-8: Das Worksheet „Rock Saturation Functions“ mit den importierten Daten.	78
Abbildung 4-9: Dialogfenster zur Berechnung von Parametern mit Hilfe von Korrelationsfunktionen.	78
Abbildung 4-10: Das Worksheet „Rock Saturation Functions“ mit den berechneten Leverett-J-Werten.	79

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Übersicht über die verwendeten Kernplugs und durchgeführten Messungen.....	31
Tabelle 2-2: Ergebnisse der Dünnschliffanalyse an Proben aus dem norddeutschem Rotliegend (Hoppe, 2005).....	32
Tabelle 3-1: Übersicht der grundlegenden Daten der verwendeten Kernplugs.	41
Tabelle 3-2: Permeabilitäten und Porositäten der Rotliegend Plugs (gemessen bei 3 MPa Manteldruck).....	51
Tabelle 3-3: Übersicht der Ergebnisse der Wellengeschwindigkeits-Messungen an Kernstück VN-Z3..	53
Tabelle 3-4: Regressionsparameter zur Berechnung von Permeabilitäten.....	67

Literaturverzeichnis

Albrecht, D., Reitenbach, V. (2012): Modelling of Hydraulic Flow Characteristics in Depleting Tight Gas Reservoirs. SPE Paper 152246.

Albrecht, D., Reitenbach, V. (2014): Laboratory measurements of fluid transport properties on tight gas sandstones and applications. Energy Procedia, Elsevier (im Druck).

Ali, S. A., Clark, W. J., Moore, W. R., Dribus, J. R. (2010): Diagenesis and Reservoir Quality. Oilfield Review 2010: 22, No. 2, S. 14 – 27.

Andrulleit, H., et al. (2010): Nicht-konventionelles Erdgas: Weltweite Ressourcen und Entwicklungen eines „Hoffnungsträgers“ unter den fossilen Energierohstoffen. Erdöl Erdgas Kohle 126, Jg. 2010, Heft 7/8, S. 277 – 282.

BGR (2013): Energiestudie 2013. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen (17). Hannover.

Biot, M. A. (1955): Theory of elasticity and consolidation for a porous anisotropic solid. J. Appl. Phys. 26, S. 182 – 185.

Bouteca, M. J., et al. (2000): Constitutive Law for Permeability Evolution of Sandstone During Depletion. SPE Paper 58717.

Debschütz, W. G. (1995): Hydraulische Untersuchungen an Sediment- und Kristallingesteinen unter variablen hydro- und lithostatischen Druckbedingungen: Trennung strömungscharakterisierender Kenngrößen und Korrelation mit anderen petrophysikalischen Größen. Dissertation an der Technischen Universität Clausthal, Papierflieger Verlag, Clausthal-Zellerfeld.

DGMK – Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V. (2010); <http://www.dgmk.de> [Juli 2010].

Dunn, K.-J., et al. (2002): Nuclear Magnetic Resonance – Petrophysical and Logging Applications. Pergamon Verlag, Elsevier Science Ltd, Oxford, UK.

Fatt, I., Davis, D. H. (1952): Reduction in Permeability with Overburden Pressure. Petroleum Transactions, AIME, Vol. 195, Technical Note 147, S. 329 ff.

Fjaer, E., et al. (2008): Petroleum Related Rock Mechanics. Elsevier Science Publisher, Amsterdam; 2nd Edition.

Fortmüller, D. (1993): Ein Beitrag zur Klärung des Einflusses von präparativen Kerntrocknungsmethoden auf die relevanten petrophysikalischen Parameter von Sandsteinen mit faserförmigen authigenen Illiten. Clausthal-Zellerfeld.

Ganzer, L., Reitenbach, V., Albrecht, D. (2010): Erarbeitung eines Rock Data Katalogs für Gasformationen – Development of a Rock Data Catalog for Gas Formations. DGMK Forschungsbericht 593-9/4-3, DGMK, Hamburg.

- Gaupp, R., Okkerman, J. A. (2011): Diagenesis and Reservoir Quality of Rotliegend Sandstones in the Northern Netherlands – A Review. SEPM Special Publication No. 98, S. 193 – 226.
- Geotron-Elektronik (2004): LightHouse 2004-DW – Installations- und Bedienungshandbuch, Rev. 1.1, Pirna.
- Häfner, F. et al. (2006): Simulation of the production behavior of hydraulically fractured wells in Tight Gas Reservoirs. DGMK Projekt Bericht 593-9/2, DGMK, Hamburg.
- Helmuth, H.-J., Süßmuth, S. (1993): Die lithostratigraphische Gliederung des jüngeren Oberrotliegenden (Oberrotliegendes II) in Nordostdeutschland. Geol. Jb., A 131, S. 31 – 55, Hannover.
- Hettema, M. H., et al. (2000): Production-Induced Compaction of a Sandstone Reservoir: The Strong Influence of Stress Path. SPE Reservoir Eval. & Eng. Vol. 3, No. 4, August 2000, S. 342 – 346.
- Holditch, S. A. (2006): Tight Gas Sands. JPT, Juni 2006, S. 86 – 93; SPE Paper 103356.
- Hoppe, M. (2005): Reservoir-mechanical and petrographical studies on the effects of deviatoric stress conditions on tight gas sandstones. Dissertation an der Technischen Universität Clausthal, Papierflieger Verlag, Clausthal-Zellerfeld.
- Hou, Z. (2002): Geomechanische Planungskonzepte für untertägige Tragwerke mit besonderer Berücksichtigung von Gefügeschädigung, Verheilung und hydromechanischer Kopplung. Habilitation an der Technischen Universität Clausthal, Papierflieger Verlag, Clausthal-Zellerfeld.
- IEA (2013): Today in Energy: Natural gas generation lower than last year because of differences in relative fuel prices. 25.09.2013; <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm> [Oktober 2013].
- Institut für Erdöl- und Erdgastechnik – Technische Universität Clausthal (2011): Manual Rock Data Catalog Version 2.0, Clausthal-Zellerfeld.
- Jones, C., Smart, B. G. D. (2002): Stress Induced Changes in Two-Phase Permeability. SPE/ISRM 78155.
- Jones, F. O., Owens, W. W. (1980): A Laboratory Study of Low-Permeability Gas Sands. SPE Journal of Petroleum Technology, V. 32, No. 9, September 1980, S. 1631 – 1640.
- Khan, M., Teufel, L. W. (2000): The Effect of Geological and Geomechanical Parameters on Reservoir Stress Path and Its Importance in Studying Permeability Anisotropy. SPE Reservoir Eval. & Eng., Vol. 3 No. 5, Oktober 2000, S. 394 – 400.
- Khlaifat, A., et al. (2011): Tight Gas Sands Development is Critical to the Future World Energy Ressources. SPE Paper 142049.
- Klinkenberg, L. J. (1941): The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases. API Drill. and Prod. Pract., S. 200 – 213.
- Land, C. S. (1968): Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow from Rock Properties. Society of Petroleum Engineers, SPE 1942, S. 149 – 1156.

- Mezger, T. G. (2007): Das Rheologie Handbuch, Vol. 2. Vincentz Verlag, Hannover.
- Monicard, R. P. (1980): Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis. Gulf Publishing Company.
- Naik, G. C. (2010): Tight Gas Reservoirs – An Unconventional Natural Energy Source for the Future. http://www.pinedaleonline.com/socioeconomic/pdfs/tight_gas.pdf [April 2014].
- Nuttall, B., Daugherty, S. (2007): Predicting Cumulative Production of Devonian Shale Gas Wells from Early Well Performance Data, Appalachian Basin of Eastern Kentucky. Präsentation auf der Eastern Section AAPG, Lexington, Kentucky, 17. September 2007.
- Pusch, G., Gaupp, R., Liermann, N. (2005): Adding Value through Integrated Research to Unlock the Tight Gas Potential in the Rotliegendes Formation of North-Germany. SPE Paper 94354.
- Pusch, G., Reitenbach, V. (2002): Friction Controlled Relative Permeability Model and its Application for Low Permeable Microfractured Media. 8th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery — Freiberg, Germany, 3. – 6. September 2002.
- Pusch, G., Reitenbach, V., Meyn, R., Möller, M. (2006): Erarbeitung eines computergestützten Rock Data Katalogs für Gasformationen – Development of a Computer Aided Rock Data Catalog of Gas Formations. DGMK Forschungsbericht 593-9/4, DGMK, Hamburg.
- Pusch, G., Reitenbach, V., Meyn, R., Albrecht, D. (2008): Erarbeitung eines computergestützten Rock Data Katalogs für Gasformationen – Development of a Computer Aided Rock Data Catalog of Gas Formations, Phase 2. DGMK Forschungsbericht 593-9/4-2, DGMK, Hamburg.
- Pusch, G., Reitenbach, V., Nami, P., Meyn, R. (2006): Experimental Investigations of twophase flow properties under stress conditions and determination of petrophysical parameters for tight gas reservoirs. DGMK Forschungsbericht 593-9, Phase 2: Simulation of the production behaviour of the hydraulically fractured wells in Tight Gas Reservoirs. DGMK, Hamburg.
- Qiao, L. P., et al. (2009): Determination of Biot's Effective Stress Parameter for Permeability of Nikanassin Sandstone. Petroleum Society of Canada, PETSOC-2009-105.
- Rentsch, W., Krompholz, G. (1961): Zur Bestimmung elastische Konstanten durch Schallgeschwindigkeitsmessungen. Bergakademie Freiberg, Zeitschrift für Bergbau, Hüttenwesen und verwandte Wissenschaften, Heft 7-8/1961, 13. Jahrg., S. 492 – 504.
- Rieckmann, M. (1970): Untersuchung von Turbulenzerscheinungen beim Fließen von Gasen durch Speichergesteine unter Berücksichtigung der Gleitströmung. Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 86. Jg., Februar 1970, S. 36 – 51.
- Ruisten, H., et al. (1999): Influence of Reservoir Stress Path on Deformation and Permeability of Weakly Cemented Sandstone Reservoirs. SPE Reservoir Eval. & Eng. Vol. 2, No. 3, Juni 1999, S. 266 – 272.
- RUSKA Instrument Corporation (1982): Operating Manual Helium Porosimeter. Houston, Texas, USA.
- Sampath, K., Keighin, C. W. (1982): Factors affecting gas slippage in tight sandstones of Cretaceous age in the Uinta basin. Journal of Petroleum Technology, S. 2715 ff.

- Schön, J. H. (1998): Physical properties of rocks: fundamentals and principles of petrophysics. In: Helbig, K. & Treitel, S.: Handbook of geophysical exploration. Second edition, Section I, Vol. 18.
- Schutjens, P. M. T. M., et al. (2004): Compaction-Induced Porosity/Permeability Reduction in Sandstone Reservoirs: Data and Model for Elasticity-Dominated Deformation. SPE Paper 88441.
- Shanley, K. W., et al. (2004): Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. The American Association of Petroleum Geologists; AAPG Bulletin, V. 88, No. 8 (August 2004), S. 1083 – 1121.
- Skomedal, E., Hettrema, M. H. (2002): Effect of Pore Pressure and Stress Path on Rock Mechanical Properties for HPHT Application. SPE/ISRM 78152.
- Soeder, D. J. (1986): Laboratory Drying Procedures and the Permeability of Tight Sandstone Core. 11622-PA SPE Journal Paper.
- Straley, C., Rossini, D., Vinegar, H., Tutunijan, P., Morriss, C. (1997): Core Analysis by Low Field NMR. Paper SCA 9404, Society of Core Analysts (1994) bzw. The Log Analysts, 38, 84 (1997).
- Terzaghi, K. (1923): Die Berechnung der Durchlässigkeitsziffer des Tones aus dem Verlauf der hydrodynamischen Spannungserscheinungen. Sitz. Akad. Wissen. Wien, Math. Naturwiss. Kl., Abt. IIa 132, S. 125 – 138.
- Tiab, D., Donaldson, E. C. (2004): Petrophysics – Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. 2nd Edition, Gulf Professional Publishing, Burlington, USA.
- Torsaeter, O., Abtahi, M. (2003): Experimental Reservoir Engineering Laboratory Workbook. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology.
- Trautwein, U. (2005): Poroelastische Verformung und petrophysikalische Eigenschaften von Rotliegend Sandsteinen. Dissertation an der Technischen Universität Berlin, Berlin.
- Vincent, M. C. (2012): The next Opportunity to improve Hydraulic-Fracture Stimulation. SPE Paper 144702, Distinguished Author Series, JPT, März 2012, S. 118 – 127.
- Wang, H. (2000): Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrology. Princeton University Press.
- Ward, J., Morrow, N. (1987): Capillary Pressures and Gas Relative Permeabilities of Low-Permeability Sandstone. SPE Formation Evaluation, S. 345 ff.
- Weber, J. R. (1994): Untersuchungen zur Permeabilitätsdilatanz kristalliner Gesteine unter deviatorischer Belastung. Dissertation an der Technischen Universität Clausthal, Papierflieger Verlag, Clausthal-Zellerfeld.
- Werunsky, F. (2011): Mikrowegsamkeiten im Steinsalz und im salinaren Versatzmaterial SVV (Selbstverheilender Versatz) – Ursachen und Wirkungen. Dissertation an der Technischen Universität Clausthal, Papierflieger Verlag, Clausthal-Zellerfeld.

Anhang I – Messdaten

Porositäten Kern VN-Z3

Zeit [h]	Auflastdruck [bar]	Porosität [%]
167.30	97.95	10.59
192.85	147.65	10.41
216.15	198.27	10.23
241.10	249.65	10.09
266.30	297.39	9.98
339.55	348.05	9.86
363.95	398.20	9.77
371.10	447.36	9.69
389.65	496.45	9.59
420.60	397.46	9.64
437.25	298.91	9.74
520.90	198.77	9.88
566.80	99.68	10.15
587.90	197.90	9.91
612.50	297.91	9.74
685.60	396.39	9.57
761.80	502.12	9.42
784.30	397.74	9.47
858.10	296.68	9.53
887.80	198.91	9.65
1053.20	97.69	9.89
1078.80	231.04	9.58
1102.40	364.43	9.38
1127.40	496.40	9.23
1135.10	366.10	9.31
1204.00	232.50	9.42
1249.90	99.69	9.74
1373.40	297.60	9.29
1399.80	101.08	9.64
1422.50	494.61	9.07
1431.10	102.08	9.60
1577.10	498.54	8.97
1716.00	100.46	9.52

Permeabilitäten (ohne Porendruck gemessen)

	VZ5 1.1			VZ5 2.1		
Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]
3	0.232	0.009	0.018	0.198	0.005	0.010
10	0.035	0.001	0.000	0.016	0.000	0.000
20	0.011	0.000	0.000	0.004	0.000	0.000
30	0.004	0.000	0.000	0.002	0.000	0.000
40	0.002	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000
50	0.001	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000

	VZ5 3.1			VZ4 4.1		
Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]
3	0.433	0.028	0.133	2.515	1.260	2.240
10	0.079	0.005	0.008	1.860	0.809	1.716
20	0.040	0.002	0.000	1.605	0.690	1.529
30	0.012	0.001	0.000	1.423	0.673	1.464
40	0.006	0.001	0.000	1.424	0.587	1.387
50	0.005	0.000	0.000	1.319	0.651	1.338

	VN3 5.1			VZ5 1.2		
Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]
3	2.978	0.357	2.832	0.329	0.028	0.052
10	1.800	0.236	1.944	0.056	0.004	0.001
20	1.412	0.192	1.700	0.020	0.001	0.000
30	1.211	0.184	1.530	-	0.001	0.000
40	1.113	0.165	1.449	-	0.000	0.000
50	1.032	0.156	-	-	0.000	0.000

	VZ5 2.2			VZ5 3.2		
Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]
3	0.045	0.007	0.000	0.222	0.037	0.119
10	0.019	0.001	0.000	0.055	0.006	0.004
20	0.002	0.000	0.000	0.018	0.002	0.000
30	-	0.000	0.000	0.008	0.001	0.000
40	0.001	0.000	0.000	0.005	0.000	0.000
50	-	0.000	0.000	0.002	0.000	0.000

	VZ4 4.2			VNZ3 5.2		
Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]
3	-	1.249	3.424	0.756	0.121	0.582
10	-	0.963	2.159	0.369	0.060	0.240
20	-	0.880	2.043	0.252	0.036	0.148
30	-	0.716	1.941	0.195	0.027	0.110
40	-	0.697	1.691	0.178	0.033	0.099
50	-	0.684	1.716	0.161	0.024	0.086

	2352C			2480A		
Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]
3	0.779	0.051	0.187	0.413	0.059	0.267
10	0.377	0.015	0.027	0.203	0.029	0.097
20	0.095	0.009	0.007	0.131	0.022	0.070
30	0.046	0.005	0.004	0.083	0.020	0.052
40	0.029	0.003	0.000	0.071	0.016	0.020
50	0.040	0.005	0.000	0.063	0.015	0.012

	1471A			1362C		
Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	k_w [mD]	k_{Swi} [mD]
3	2.396	0.368	1.953	8.562	0.768	8.885
10	1.607	0.211	1.051	6.305	0.552	6.650
20	1.250	0.164	0.815	5.066	0.412	5.643
30	0.614	0.153	0.625	4.951	0.383	5.278
40	0.677	0.128	0.489	-	0.295	4.781
50	0.671	0.112	0.418	4.504	0.284	4.750

Permeabilitäten (mit Porendruck gemessen)

01_VZ2			
Porendruck: 2 MPa		Porendruck: 20 MPa	
Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]
35	0.0007	47	0.0009
20	0.002	40	0.0013
10	0.004	30	0.0026
5	0.012	25	0.0046
3	0.024		

07_VZ5			
Porendruck: 2 MPa		Porendruck: 5 MPa	
Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]
50	0.038	50	0.035
30	0.045	30	0.045
20	0.059	20	0.058
10	0.095	15	0.080
3	0.184	10	0.120
Porendruck: 10 MPa		Porendruck: 20 MPa	
Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]
50	0.025	50	0.025
30	0.040	40	0.035
20	0.0602	30	0.060
15	0.0844	25	0.090

05_VZ6			
Porendruck: 2 MPa		Porendruck: 20 MPa	
Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]
3	0.0094	25	0.0017
5	0.0058	30	0.0010
10	0.0022	40	0.0004
20	0.0008	50	0.0002
30	0.0003		
40	0.0002		
50	0.0001		

03_VNZ3			
Porendruck: 2 MPa		Porendruck: 20 MPa	
Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	Auflastdruck [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]
3	0.0057	25	0.0011
5	0.0028	30	0.0007
10	0.0014	40	0.0004
20	0.0004	50	0.0002
30	0.0003		
48	0.0001		

VZ5 3.2			
Porendruck: 2 MPa			
Auflastdruck (zunehmend) [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]	Auflastdruck (abnehmend) [MPa]	$k_{a,\sigma}$ [mD]
5	0.147	50	0.0018
10	0.052	40	0.0025
20	0.013	30	0.0038
30	0.0058	20	0.0066
40	0.0035	10	0.017
50	0.0018	5	0.044

NMR Daten

	VZ5 1.1	VZ5 2.1	VZ5 3.1	VZ4 4.1	VN23 5.1
T2-Zeit [ms]	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Sw=1
0.05	1.35263E-05	4.76468E-06	3.99527E-06	3.57545E-06	6.06894E-06
0.06	0.000117313	4.13238E-05	3.46508E-05	3.10097E-05	5.26356E-05
0.06	0.000807096	0.000284302	0.000238393	0.000213342	0.000362126
0.07	0.004515458	0.001590586	0.001333735	0.001193591	0.002025985
0.08	0.021004112	0.007398768	0.00620401	0.005552205	0.009424099
0.09	0.082857057	0.029186645	0.024473686	0.021903742	0.037176594
0.10	0.28213236	0.099381672	0.083335136	0.074598469	0.12659235
0.11	0.84242356	0.296742892	0.24884026	0.22287092	0.37802938
0.12	2.2371113	0.78800432	0.66086784	0.59267569	1.0041131
0.14	5.3505707	1.88461036	1.58091584	1.4219053	2.4027939
0.16	11.656525	4.1053644	3.44541816	3.1168985	5.2399893
0.17	23.365887	8.2280028	6.9112692	6.3187718	10.523545
0.19	43.488159	15.3097092	12.878418	11.984656	19.649042
0.22	75.762054	26.6607728	22.4782624	21.497301	34.404797
0.24	124.43979	43.766524	37.0247376	36.815598	56.934399
0.27	193.94107	68.165296	57.932536	60.655987	89.661194
0.31	288.41452	101.299964	86.610608	96.651337	135.17615
0.34	411.25269	144.364732	124.338624	149.39095	196.08182
0.39	564.60645	198.166884	172.133144	224.23497	274.78119
0.43	748.94373	263.018336	230.61228	326.8407	373.21054
0.48	962.70264	338.666212	299.874024	462.42935	492.53943
0.54	1202.0852	424.26388	379.407984	634.91681	632.8847
0.61	1461.0326	518.38084	468.06124	846.09442	793.09827
0.68	1731.4023	619.0442	564.07152	1095.0376	970.6781
0.76	2003.3425	723.8046	665.1662	1377.8583	1161.8225
0.85	2265.8425	829.8246	768.71696	1687.8281	1361.6198
0.95	2507.426	933.98888	871.92648	2015.819	1564.3374
1.07	2716.9307	1033.04384	972.02656	2350.9612	1763.7664
1.20	2884.3235	1123.76768	1066.46972	2681.4167	1953.5758
1.34	3001.4844	1203.1704	1153.09492	2995.1804	2127.6509
1.50	3062.8892	1268.70812	1230.26252	3280.853	2280.3955
1.68	3066.134	1318.48232	1296.94064	3528.3359	2406.998
1.88	3012.2478	1351.39424	1352.73172	3729.4351	2503.6755
2.11	2905.7419	1367.22772	1397.83332	3878.3198	2567.8965
2.36	2754.3821	1366.64064	1432.92492	3971.8281	2598.5891
2.65	2568.6628	1351.07432	1459.00332	4009.582	2596.3176
2.97	2361.0129	1322.58876	1477.1832	3993.9209	2563.3845
3.32	2144.7915	1283.65868	1488.51368	3929.6436	2503.814
3.72	1933.1595	1236.94572	1493.84248	3823.5916	2423.1648
4.17	1737.9381	1185.07648	1493.75968	3684.1353	2328.1587
4.67	1568.5851	1130.44552	1488.63	3520.5837	2226.1287
5.23	1431.4064	1075.06368	1478.69764	3342.6074	2124.3477
5.86	1329.1021	1020.46084	1464.23028	3159.7322	2029.329
6.56	1260.7244	967.66076	1445.66328	2980.9229	1946.2222
7.35	1222.0658	917.21444	1423.69904	2814.3113	1878.401
8.23	1206.4379	869.28272	1399.33848	2667.0024	1827.3148
9.22	1205.7616	823.73664	1373.84072	2544.969	1792.647
10.33	1211.8065	780.24464	1348.6206	2452.9561	1772.7246
11.57	1217.389	738.34608	1325.12596	2394.3616	1765.1379
12.95	1217.3228	697.49372	1304.69804	2371.1052	1767.4215
14.51	1208.9419	657.09708	1288.46056	2383.4453	1777.6869

16.25	1192.1105	616.58408	1277.23036	2429.801	1795.0748
18.20	1168.7421	575.49672	1271.46748	2506.5596	1819.9083
20.39	1141.941	533.61016	1271.26532	2607.9651	1853.5491
22.84	1115.015	491.05316	1276.3874	2726.1245	1897.9778
25.58	1090.5814	448.38624	1286.333	2851.2573	1955.2247
28.66	1069.983	406.59564	1300.4206	2972.2473	2026.7551
32.10	1053.0938	366.988452	1317.84404	3077.5	2112.9434
35.95	1038.5303	331.002296	1337.6958	3155.9966	2212.6951
40.27	1024.1151	299.964696	1358.94432	3198.4153	2323.2659
45.10	1007.4505	274.868236	1380.38944	3198.0684	2440.2773
50.52	986.4223	256.205592	1400.63008	3151.5381	2557.9546
56.59	959.55988	243.90034	1418.08048	3058.8545	2669.5247
63.38	926.19629	237.338112	1431.02968	2923.2734	2767.7605
71.00	886.43127	235.479664	1437.7714	2750.6777	2845.5959
79.52	841.0061	237.018432	1436.742	2548.7708	2896.717
89.07	791.08472	240.55542	1426.67168	2326.1995	2916.0674
99.77	738.05115	244.749928	1406.69904	2091.7083	2900.2097
111.75	683.31464	248.438084	1376.43504	1853.4805	2847.4929
125.17	628.19556	250.70222	1335.9796	1618.6436	2758.0474
140.20	573.81958	250.903004	1285.887	1392.9813	2633.614
157.04	521.10242	248.668068	1227.09132	1180.8542	2477.2854
175.90	470.71967	243.868944	1160.81144	985.23041	2293.1523
197.02	423.14557	236.570044	1088.45028	807.82086	2085.9458
220.69	378.66727	226.9823	1011.49424	649.30115	1860.7145
247.19	337.42386	215.41316	931.42596	509.49982	1622.5004
276.87	299.43533	202.225708	849.65576	387.63879	1376.1417
310.13	264.64169	187.80182	767.47616	282.52267	1126.0699
347.37	232.91875	172.515784	686.01828	192.69446	876.20331
389.09	204.10036	156.7187	606.24312	116.57426	629.89917
435.81	178.00392	140.720556	528.93636	52.558285	389.92654
488.15	154.42885	124.789284	454.7126	0	158.48055
546.77	133.17651	109.14778	384.025512	0	0
612.44	114.04726	93.973364	317.189452	0	0
685.99	96.851227	79.401368	254.397192	0	0
768.37	81.414597	65.530248	195.733508	0	0
860.64	67.567001	52.427916	141.199828	0	0
964.00	55.157101	40.132108	90.73034	0	0
1079.77	44.037853	28.6611296	44.203528	0	0
1209.45	34.084438	18.0113112	1.46321992	0	0
1354.69	25.178797	8.171348	0	0	0
1517.38	17.206764	0	0	0	0
1699.61	10.080347	0	0	0	0
1903.72	3.7076378	0	0	0	0
2132.34	0	0	0	0	0
2388.42	0	0	0	0	0

VZ5 1.2		
T2-Zeit [ms]	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Swi
0.05	1.29722E-05	1.10454E-05
0.06	0.000112507	9.57555E-05
0.06	0.000774034	0.000658532
0.07	0.004330484	0.003683029
0.08	0.020143688	0.01712674
0.09	0.079462871	0.06754294
0.10	0.2705752	0.229928376
0.11	0.8079167	0.68637508
0.12	2.145488	1.8222122
0.14	5.131495	4.3567024
0.16	11.179536	9.4864188
0.17	22.410803	19.0005372
0.19	41.714058	35.3190856
0.22	72.681534	61.413868
0.24	119.40706	100.597264
0.27	186.16316	156.195824
0.31	276.99463	231.152516
0.34	395.27243	327.614796
0.39	543.24634	446.5642
0.43	721.63141	587.53036
0.48	929.26398	748.41876
0.54	1162.8672	925.46544
0.61	1416.9709	1113.32472
0.68	1684.0225	1305.28388
0.76	1954.7067	1493.59464
0.85	2218.4683	1669.9002
0.95	2464.2004	1825.74004
1.07	2681.0322	1953.10252
1.20	2859.1326	2044.99648
1.34	2990.446	2096.0086
1.50	3069.2791	2102.79492
1.68	3092.6887	2064.44512
1.88	3060.6572	1982.66564
2.11	2976.0579	1861.72072
2.36	2844.4426	1708.11424
2.65	2673.6882	1530.03212
2.97	2473.4941	1336.617
3.32	2254.7764	1137.18924
3.72	2028.9319	940.53084
4.17	1807.0499	754.33216
4.67	1599.1029	584.86632
5.23	1413.2523	436.87584
5.86	1255.3453	313.612792
6.56	1128.7172	216.934032
7.35	1034.2983	147.366088
8.23	971.0083	104.088512
9.22	936.32355	84.877404
10.33	926.87244	86.08778
11.57	938.90997	102.79524
12.95	968.52362	129.17832
14.51	1011.5294	159.124388
16.25	1063.1381	186.965612
18.20	1117.5837	208.165748
20.39	1168.0328	219.779272

VZ5 2.2		
T2-Zeit [ms]	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Swi
0.05	5.70951E-06	3.63414E-06
0.06	4.95183E-05	3.15052E-05
0.06	0.000340679	0.000216668
0.07	0.001905997	0.00121178
0.08	0.008865935	0.005634997
0.09	0.034974316	0.022222872
0.10	0.119088828	0.075651352
0.11	0.355585576	0.225837804
0.12	0.94425688	0.59959944
0.14	2.25828228	1.43377284
0.16	4.9192448	3.12281264
0.17	9.8587716	6.257972
0.19	18.342714	11.6428976
0.22	31.9387636	20.2737032
0.24	52.421416	33.2798676
0.27	81.62332	51.831908
0.31	121.253808	77.029228
0.34	172.709996	109.78418
0.39	236.903956	150.717128
0.43	314.123216	200.073072
0.48	403.93724	257.665844
0.54	505.1548	322.851416
0.61	615.83476	394.528688
0.68	733.34828	471.163
0.76	854.48516	550.82808
0.85	975.60128	631.26332
0.95	1092.80252	709.9492
1.07	1202.15848	784.20312
1.20	1299.94628	851.30284
1.34	1382.90204	908.63496
1.50	1448.46036	953.86076
1.68	1494.94688	985.08204
1.88	1521.69288	1000.98448
2.11	1529.05312	1000.93516
2.36	1518.3246	985.02188
2.65	1491.58104	954.0284
2.97	1451.44484	909.35664
3.32	1400.83436	852.91456
3.72	1342.70916	786.98576
4.17	1279.84728	714.10108
4.67	1214.67412	636.91696
5.23	1149.16348	558.10916
5.86	1084.81268	480.27408
6.56	1022.68428	405.83792
7.35	963.48524	336.96216
8.23	907.65068	275.447508
9.22	855.40048	222.634816
10.33	806.75516	179.313952
11.57	761.51696	145.663756
12.95	719.24004	121.242212
14.51	679.2358	105.048852
16.25	640.6402	95.66148
18.20	602.55156	91.433192
20.39	564.21484	90.705072

22.84	1206.9937	220.606128
25.58	1227.3282	211.038452
28.66	1223.6475	192.698936
32.10	1193.6636	167.993764
35.95	1139.0444	139.684728
40.27	1065.3923	110.523328
45.10	981.3208	82.986052
50.52	896.86847	59.069336
56.59	821.67743	40.175744
63.38	763.42334	27.0590456
71.00	726.77582	19.8443284
79.52	713.06323	18.1023316
89.07	720.55151	20.98627
99.77	745.15967	27.37081
111.75	781.38806	36.0205964
125.17	823.2392	45.718528
140.20	864.99658	55.375276
157.04	901.77539	64.100484
175.90	929.84369	71.23456
197.02	946.72296	76.344512
220.69	951.12225	79.218036
247.19	942.79724	79.815324
276.87	922.32129	78.241572
310.13	890.84418	74.694464
347.37	849.90771	69.44486
389.09	801.24823	62.78318
435.81	746.63287	55.016292
488.15	687.76764	46.435412
546.77	626.2323	37.305356
612.44	563.40857	27.869098
685.99	500.48798	18.3281404
768.37	438.45078	8.8508452
860.64	378.07614	0
964.00	319.96222	0
1079.77	264.53864	0
1209.45	212.1133	0
1354.69	162.8743	0
1517.38	116.88526	0
1699.61	74.163902	0
1903.72	34.675148	0
2132.34	0	0
2388.42	0	0
2675.25	0	0
2996.53	0	0
3356.40	0	0
3759.48	0	0
4210.96	0	0
4716.67	0	0
5283.11	0	0
5917.58	0	0
6628.24	0	0
7424.24	0	0
8315.84	0	0
9314.52	0	0

22.84	525.21208	91.998804
25.58	485.60656	94.141644
28.66	445.99624	96.314392
32.10	407.45536	98.02234
35.95	371.37722	99.020844
40.27	339.244408	99.225212
45.10	312.378688	98.63282
50.52	291.72256	97.27016
56.59	277.688892	95.170484
63.38	270.112376	92.369628
71.00	268.289648	88.912752
79.52	271.0968	84.86378
89.07	277.150392	80.308796
99.77	284.978296	75.355016
111.75	293.17522	70.125508
125.17	300.517504	64.747652
140.20	306.04004	59.34618
157.04	309.065648	54.033324
175.90	309.20442	48.904908
197.02	306.319872	44.03566
220.69	300.487744	39.4787688
247.19	291.940796	35.2685852
276.87	281.019848	31.4213868
310.13	268.130248	27.9398436
347.37	253.698512	24.813408
389.09	238.145996	22.0266112
435.81	221.871092	19.5559828
488.15	205.228636	17.37675
546.77	188.527416	15.4615388
612.44	172.025892	13.783374
685.99	155.93318	12.3161584
768.37	140.412196	11.036532
860.64	125.583348	9.9202652
964.00	111.531444	8.9485136
1079.77	98.309504	8.101898
1209.45	85.943316	7.3636284
1354.69	74.441668	6.72162
1517.38	63.7937	6.1608452
1699.61	53.975484	5.6718256
1903.72	44.956116	5.24437
2132.34	36.6957976	4.870774
2388.42	29.1548188	4.543482
2675.25	22.2852264	4.2569364
2996.53	16.0418364	4.0052412
3356.40	10.3789504	3.78378944
3759.48	5.251088	3.5898136
4210.96	0.61520252	3.41853256
4716.67	0	3.2679432
5283.11	0	3.1344284
5917.58	0	3.0159416
6628.24	0	2.91245672
7424.24	0	2.82026576
8315.84	0	2.73823852
9314.52	0	2.66623956

	VZ5 3.2		VZ4 4.2		VNZ3 5.2	
T2-Zeit [ms]	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Swi	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Swi	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Swi
0.05	5.18597E-06	6.72022E-06	9.57907E-06	8.85912E-06	8.90696E-06	9.74011E-06
0.06	4.49777E-05	5.82591E-05	8.30788E-05	7.68018E-05	7.72496E-05	8.44031E-05
0.06	0.00030944	0.000400661	0.000571571	0.000528183	0.000531467	0.000580237
0.07	0.001731225	0.002240812	0.003197768	0.002954015	0.002973395	0.003244031
0.08	0.008052982	0.01042018	0.014874795	0.013736698	0.013831067	0.015080726
0.09	0.031767616	0.041094288	0.058678906	0.054173656	0.054561079	0.059457956
0.10	0.108172464	0.139893388	0.1998131	0.18441764	0.18578596	0.20235758
0.11	0.323011924	0.41761388	0.59669626	0.55052396	0.55476469	0.6039504
0.12	0.85789776	1.10875092	1.5850328	1.46159008	1.4733676	1.60314292
0.14	2.05248852	2.65119036	3.7934453	3.49470824	3.524713	3.83261528
0.16	4.4742116	5.7740692	8.2750626	7.6104188	7.6823516	8.3454812
0.17	8.9788596	11.5697648	16.627592	15.2465164	15.412687	16.7186232
0.19	16.7435228	21.5216308	31.073503	28.3519744	28.727573	31.0912752
0.22	29.2586608	37.464972	54.483208	49.330096	50.162758	54.105548
0.24	48.276344	61.474208	90.339935	80.880492	82.675735	88.737428
0.27	75.719764	95.687336	142.64998	125.753932	129.47194	138.032448
0.31	113.561	142.093116	215.78992	186.454408	193.77396	204.780652
0.34	163.670008	202.311632	314.26239	264.931004	278.54456	291.174388
0.39	227.634132	277.395776	442.32465	362.299804	386.16901	398.491212
0.43	306.550268	367.672216	603.47784	478.62448	518.10608	526.83608
0.48	400.80472	472.63188	799.86023	612.77368	674.53552	674.97076
0.54	509.8692	590.87252	1031.6418	762.36324	854.04657	840.24432
0.61	632.15412	720.09336	1296.5558	923.78496	1053.4332	1018.63348
0.68	764.95816	857.14044	1589.6888	1092.32072	1267.6552	1204.88224
0.76	904.54092	998.10156	1903.5985	1262.33448	1490.0101	1392.72352
0.85	1046.32736	1138.44992	2228.7603	1427.53456	1712.5275	1575.15908
0.95	1185.229	1273.23652	2554.27	1581.29328	1926.558	1744.77928
1.07	1316.05008	1397.32616	2868.6921	1717.0086	2123.4888	1894.11524
1.20	1433.93104	1505.6742	3160.9204	1828.49708	2295.4951	2016.0256
1.34	1534.77824	1593.62616	3420.95	1910.39416	2436.2141	2104.12264
1.50	1615.62432	1657.21856	3640.4802	1958.53924	2541.2585	2153.2258
1.68	1674.87264	1693.45604	3813.3274	1970.31252	2608.4976	2159.81856
1.88	1712.4002	1700.53068	3935.6479	1944.88144	2638.0881	2122.45604
2.11	1729.50604	1677.95392	4006.0151	1883.31388	2632.291	2042.06756
2.36	1728.72872	1626.58808	4025.3735	1788.53924	2595.1243	1922.08672
2.65	1713.56036	1548.56904	3996.908	1665.15216	2531.9272	1768.37716
2.97	1688.09804	1447.13564	3925.8167	1519.07736	2448.8948	1588.92656
3.32	1656.67832	1326.40772	3818.9946	1357.16092	2352.6062	1393.3294
3.72	1623.52676	1191.13964	3684.5972	1186.70868	2249.572	1192.07492
4.17	1592.43888	1046.49492	3531.5046	1015.03516	2145.792	995.71288
4.67	1566.51496	897.85584	3368.7131	849.03028	2046.3732	813.9674
5.23	1547.92812	750.6522	3204.7256	694.7642	1955.24	654.8978
5.86	1537.73124	610.18092	3047.0164	557.1472	1874.9927	524.204
6.56	1535.71552	481.37504	2901.6157	439.66576	1806.9362	424.75216
7.35	1540.3496	368.510156	2772.8647	344.229492	1751.2458	356.3855
8.23	1548.86544	274.859032	2663.3259	271.141432	1707.229	316.032204
9.22	1557.54804	202.363392	2573.8901	219.208008	1673.6138	298.125488
10.33	1562.2378	151.392712	2504.0703	185.962548	1648.824	295.322168
11.57	1559.02988	120.676756	2452.5037	167.983936	1631.222	299.484156
12.95	1545.02392	107.449684	2417.5859	161.271704	1619.3076	302.831884
14.51	1518.98048	107.811192	2398.1389	161.6537	1611.8746	299.108104
16.25	1481.71524	117.250624	2393.9119	165.193372	1608.1196	284.525976
18.20	1436.10372	131.255028	2405.7163	168.570152	1607.7018	258.266676
20.39	1386.68488	145.878992	2435.0652	169.37046	1610.7528	222.378368
22.84	1338.92248	158.181884	2483.303	166.260888	1617.8524	181.0729
25.58	1298.28964	166.44082	2550.4902	158.98788	1629.9578	139.610716
28.66	1269.36024	170.113332	2634.2983	148.208824	1648.2788	103.055772
32.10	1255.084	169.586156	2729.373	135.185132	1674.0565	75.233008
35.95	1256.38788	165.794408	2827.3787	121.411596	1708.2765	58.104124
40.27	1272.13576	159.826868	2917.8113	108.261048	1751.3076	51.652416
45.10	1299.41924	152.623584	2989.3921	96.73264	1802.5778	54.205348
50.52	1334.07492	144.801064	3031.6873	87.326068	1860.3551	63.025664
56.59	1371.32452	136.63434	3036.595	80.059944	1921.707	74.987468

63.38	1406.38348	128.128416	2999.3582	74.582292	1982.6847	87.159272
71.00	1434.9826	119.152112	2918.9717	70.335516	2038.6786	97.209676
79.52	1453.72072	109.560632	2797.9915	66.714012	2084.9006	103.613976
89.07	1460.25196	99.286468	2641.8665	63.189616	2116.8691	105.657604
99.77	1453.31532	88.381348	2458.0115	59.386072	2130.8528	103.327404
111.75	1432.6494	77.020692	2254.8093	55.10428	2124.1758	97.123028
125.17	1398.82948	65.467176	2040.714	50.30424	2095.3765	87.8675
140.20	1353.06512	54.034352	1823.5437	45.07144	2044.2122	76.505072
157.04	1296.99532	43.033092	1610.0055	39.5709716	1971.5615	63.985484
175.90	1232.49776	32.7473388	1405.4426	34.0000244	1879.2273	51.152352
197.02	1161.53156	23.397946	1213.7878	28.5565004	1769.6853	38.6876464
220.69	1086.00692	15.1405884	1037.6189	23.4132616	1645.8594	27.1066072
247.19	1007.70468	8.0557924	878.34686	18.702472	1510.8721	16.75231
276.87	928.21112	2.16653804	736.42133	14.5201356	1367.8634	7.81643
310.13	848.8966	0	611.55035	10.9118692	1219.8224	0.367047288
347.37	770.89356	0	502.89966	7.891166	1069.4917	0
389.09	695.11728	0	409.29688	5.4419372	919.2807	0
435.81	622.26872	0	329.34476	3.5276142	771.24915	0
488.15	552.8582	0	261.58871	2.0997656	627.07703	0
546.77	487.23548	0	204.55553	1.0954998	488.10025	0
612.44	425.61224	0	156.8428	0.45680032	355.31677	0
685.99	368.079516	0	117.14393	0.124858724	229.44414	0
768.37	314.645264	0	84.271782	0.041963516	110.9245	0
860.64	265.241456	0	57.168049	0.157120536	0	0
964.00	219.743312	0	34.910988	0.42527024	0	0
1079.77	177.990368	0	16.692568	0.8072358	0	0
1209.45	139.788084	0	1.8341476	1.2689932	0	0
1354.69	104.932544	0	0	1.78616332	0	0
1517.38	73.206744	0	0	2.3343054	0	0
1699.61	44.389748	0	0	2.89564096	0	0
1903.72	18.268622	0	0	3.45716744	0	0
2132.34	0	0.63464588	0	4.0089044	0	0
2388.42	0	1.77542648	0	4.5414464	0	0
2675.25	0	2.8440592	0	5.0503336	0	0
2996.53	0	3.8403164	0	5.5333716	0	0
3356.40	0	4.7629776	0	5.9873208	0	0.71282164
3759.48	0	5.6128392	0	6.4106108	0	1.78010712
4210.96	0	6.3939488	0	6.8035636	0	2.76609116
4716.67	0	7.1104616	0	7.1649748	0	3.66646348
5283.11	0	7.7627716	0	7.4985712	0	4.493998
5917.58	0	8.357802	0	7.8046248	0	5.2483472
6628.24	0	8.8984924	0	8.0819136	0	5.9355144
7424.24	0	9.3883516	0	8.3360144	0	6.5574068
8315.84	0	9.830654	0	8.5676828	0	7.1223192
9314.52	0	10.2312484	0	8.7769972	0	7.630916
10433.12	0	10.5923372	0	8.967032	0	8.092826
11686.07	0	10.9182524	0	9.1381256	0	8.5091696
13089.49	0	11.21205	0	9.2937468	0	8.8839248
14661.44	0	11.47714	0	9.433692	0	9.222682
16422.18	0	11.7119112	0	9.5589516	0	9.5255296
18394.37	0	11.9262596	0	9.6707228	0	9.7956208
20603.41	0	12.1161956	0	9.7735748	0	10.0440804
23077.73	0	12.288166	0	9.8655236	0	10.2606584
25849.21	0	12.4409644	0	9.9460516	0	10.4610344
28953.52	0	12.5798432	0	10.0184348	0	10.6350516
32430.64	0	12.7034936	0	10.0854332	0	10.7946228
36325.33	0	12.814554	0	10.1451188	0	10.934886
40687.75	0	12.9126464	0	10.19719	0	11.0630072
45574.07	0	13.000322	0	10.244158	0	11.1759284
51047.20	0	13.0805572	0	10.2876724	0	11.2780052
57177.62	0	13.1511552	0	10.3257424	0	11.3681008
64044.25	0	13.2156844	0	10.3590956	0	11.451056
71735.53	0	13.2714784	0	10.389862	0	11.5222824
80350.46	0	13.3227128	0	10.4174196	0	11.588894
90000.00	0	13.3676088	0	10.439892	0	11.6473596

2352C		
T2-Zeit [ms]	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Swi
0.05	1.14375E-05	9.85562E-06
0.056004654	9.91541E-05	8.54407E-05
0.062730427	0.000681905	0.000587595
0.070263916	0.00381375	0.003286292
0.078702126	0.017734636	0.015281849
0.088153709	0.069940612	0.060267296
0.098740356	0.23809376	0.20516163
0.11059839	0.71077752	0.61244941
0.12388049	1.8871765	1.6259992
0.13875768	4.5129776	3.887831
0.15542152	9.8308811	8.4665899
0.17408656	19.70598	16.962015
0.19499316	36.679928	31.542995
0.21841049	63.918655	54.885147
0.24464008	105.04487	89.997009
0.27401965	163.8759	139.95178
0.30692752	244.10901	207.56483
0.34378738	349.00156	295.06702
0.38507388	481.08612	403.82104
0.43131857	641.94171	534.11389
0.48311697	832.02692	685.04431
0.54113599	1050.5632	854.50873
0.60612268	1295.4572	1039.2805
0.67891382	1563.2468	1235.165
0.76044666	1849.0848	1437.2102
0.851771	2146.7742	1639.9453
0.95406281	2448.9106	1837.6313
1.0686392	2747.158	2024.5067
1.1969753	3032.6868	2195.0366
1.3407238	3296.7461	2344.1555
1.5017355	3531.3086	2467.5073
1.6820835	3729.6904	2561.6479
1.8840901	3887.052	2624.1895
2.1103562	4000.6877	2653.854
2.3637954	4070.103	2650.4363
2.6476709	4096.8633	2614.7029
2.9656379	4084.2896	2548.2656
3.3217905	4037.0579	2453.4878
3.7207146	3960.7529	2333.4421
4.1675464	3861.438	2191.9177
4.66804	3745.2651	2033.4388
5.2286392	3618.1838	1863.2373
5.856563	3485.7422	1687.1163
6.5598955	3353.0242	1511.1814
7.3476934	3224.696	1341.4158
8.2301006	3105.116	1183.1539
9.2184785	2998.4773	1040.5229
10.325555	2908.906	915.94989
11.565582	2840.4578	809.86041
12.954528	2796.9871	720.66278
14.510277	2781.8792	645.07227
16.252861	2797.6963	578.75751
18.204717	2845.8665	517.20776
20.390979	2926.4399	456.63199
22.839793	3038.072	394.69919
25.582695	3178.1238	330.93585
28.655	3342.8401	266.70013

1471A		
T2-Zeit [ms]	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Swi
0.05	1.14153E-05	1.08019E-05
0.056004654	9.89616E-05	9.36446E-05
0.062730427	0.000680581	0.000644015
0.070263916	0.003806347	0.003601839
0.078702126	0.01770022	0.016749209
0.088153709	0.069805019	0.066054329
0.098740356	0.23763375	0.22486377
0.11059839	0.70941728	0.67128044
0.12388049	1.8836498	1.7822961
0.13875768	4.5049944	4.2621036
0.15542152	9.8154583	9.2841063
0.17408656	19.682301	18.608929
0.19499316	36.658588	34.634575
0.21841049	63.943436	60.345001
0.24464008	105.23372	99.148209
0.27401965	164.48396	154.62263
0.30692752	245.60588	230.21082
0.34378738	352.13977	328.90399
0.38507388	486.92343	452.95352
0.43131857	651.77692	603.62848
0.48311697	847.22455	781.02606
0.54113599	1072.2784	983.9317
0.60612268	1324.3126	1209.7278
0.67891382	1599.0516	1454.3514
0.76044666	1890.687	1712.3104
0.851771	2192.1165	1976.7708
0.95406281	2495.2883	2239.7366
1.0686392	2791.6174	2492.3372
1.1969753	3072.4365	2725.2317
1.3407238	3329.4468	2929.1262
1.5017355	3555.1353	3095.3701
1.6820835	3743.1372	3216.5708
1.8840901	3888.5383	3287.1599
2.1103562	3988.1062	3303.8293
2.3637954	4040.4673	3265.792
2.6476709	4046.2249	3174.8474
2.9656379	4007.9973	3035.2517
3.3217905	3930.3848	2853.438
3.7207146	3819.8164	2637.6042
4.1675464	3684.2815	2397.2158
4.66804	3532.948	2142.4412
5.2286392	3375.6812	1883.5253
5.856563	3222.5105	1630.14
6.5598955	3083.0776	1390.7378
7.3476934	2966.1099	1171.9791
8.2301006	2878.929	978.32111
9.2184785	2827.0522	811.84497
10.325555	2813.8433	672.362
11.565582	2840.2581	557.80066
12.954528	2904.6758	464.80917
14.510277	3002.8577	389.47336
16.252861	3128.0615	328.01157
18.204717	3271.4102	277.34625
20.390979	3422.5227	235.41167
22.839793	3570.4231	201.19289
25.582695	3704.6169	174.48587
28.655	3816.1807	155.48138

32.096266	3527.4707	204.76207
35.950805	3726.3228	148.61031
40.26825	3932.7122	101.67623
45.104188	4138.9878	66.649963
50.520887	4336.6602	45.01659
56.588098	4516.7549	36.875916
63.383934	4670.334	41.017799
70.995906	4789.1572	55.204098
79.522023	4866.3291	76.545265
89.07207	4896.8125	101.90521
99.769008	4877.7783	128.25638
111.75058	4808.6846	152.953
125.17105	4691.1738	173.88785
140.20322	4528.7559	189.57132
157.04066	4326.4263	199.12093
175.90016	4090.1631	202.19583
197.02455	3826.5134	198.89978
220.68583	3542.1697	189.67543
247.18867	3243.6235	175.19745
276.87431	2936.9204	156.27826
310.125	2627.4817	133.78223
347.36888	2320.0125	108.56767
389.08547	2018.4469	81.449112
435.81197	1725.9645	53.16016
488.14997	1445.0306	24.343452
546.77338	1177.4628	0
612.43706	924.50659	0
685.98656	686.89929	0
768.36881	464.98746	0
860.64456	258.77249	0
964.002	68.004234	0
1079.772	0	0
1209.4451	0	0
1354.6911	0	0
1517.3801	0	0
1699.607	0	0
1903.718	0	0
2132.3415	0	0
2388.4208	0	0
2675.2538	0	0

32.096266	3898.6123	144.30225
35.950805	3948.2979	140.6225
40.26825	3964.4902	143.47171
45.104188	3948.855	151.25218
50.520887	3904.731	161.93089
56.588098	3836.2961	173.33868
63.383934	3747.8301	183.47537
70.995906	3643.1882	190.75417
79.522023	3525.5225	194.13956
89.07207	3397.2434	193.18578
99.769008	3260.1333	187.96638
111.75058	3115.5269	178.96147
125.17105	2964.5381	166.91365
140.20322	2808.2148	152.69133
157.04066	2647.6621	137.17204
175.90016	2484.0903	121.15754
197.02455	2318.8101	105.32536
220.68583	2153.21	90.203148
247.18867	1988.6927	76.168381
276.87431	1826.621	63.457745
310.125	1668.2523	52.192623
347.36888	1514.7054	42.400497
389.08547	1366.9375	34.041897
435.81197	1225.7159	27.023319
488.14997	1091.609	21.226269
546.77338	965.02405	16.516872
612.43706	846.1842	12.755019
685.98656	735.17139	9.8047628
768.36881	631.94324	7.5388408
860.64456	536.349	5.8444328
964.002	448.15033	4.6171098
1079.772	367.05634	3.7658753
1209.4451	292.71906	3.218889
1354.6911	224.75807	2.9069409
1517.3801	162.78415	2.7750034
1699.607	106.39532	2.7845433
1903.718	55.184212	2.8963809
2132.3415	8.7710133	3.0812633
2388.4208	0	3.3182294
2675.2538	0	3.5842502

1362C		
T2-Zeit [ms]	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Swi
0.05	1.32218E-05	9.37794E-06
0.056004654	0.000114623	8.12996E-05
0.062730427	0.000788286	0.000559116
0.070263916	0.004408713	0.003127014
0.078702126	0.020501338	0.01454119
0.088153709	0.080851942	0.057346556
0.098740356	0.27524066	0.1952211
0.11059839	0.82169014	0.58279353
0.12388049	2.1817811	1.5473877
0.13875768	5.2181377	3.7005155

2480A		
T2-Zeit [ms]	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Swi
0.05	2.32957E-05	1.32338E-05
0.056004654	0.000201956	0.000114727
0.062730427	0.001388895	0.000789003
0.070263916	0.007767792	0.004412725
0.078702126	0.036121614	0.020519953
0.088153709	0.14245328	0.080924742
0.098740356	0.48493698	0.27548182
0.11059839	1.447621	0.82235479
0.12388049	3.8432076	2.1831827
0.13875768	9.1887436	5.2195663

0.15542152	11.369791	8.0615072
0.17408656	22.801077	16.160946
0.19499316	42.473534	30.086496
0.21841049	74.103088	52.44249
0.24464008	121.99297	86.215446
0.27401965	190.75978	134.55968
0.30692752	284.9852	200.5318
0.34378738	408.82336	286.80478
0.38507388	565.58606	395.38586
0.43131857	757.32135	527.35315
0.48311697	984.4118	682.62427
0.54113599	1245.2291	859.77148
0.60612268	1535.9019	1055.9088
0.67891382	1850.2543	1266.6761
0.76044666	2179.96	1486.3462
0.851771	2514.9392	1708.0637
0.95406281	2843.9761	1924.2092
1.0686392	3155.51	2126.8521
1.1969753	3438.512	2308.2522
1.3407238	3683.3362	2461.3525
1.5017355	3882.4514	2580.2004
1.6820835	4030.9631	2660.2695
1.8840901	4126.8906	2698.646
2.1103562	4171.1772	2694.0962
2.3637954	4167.4668	2647.0405
2.6476709	4121.6714	2559.4722
2.9656379	4041.3887	2434.8542
3.3217905	3935.2424	2278.0024
3.7207146	3812.2051	2094.9326
4.1675464	3681.0081	1892.6564
4.66804	3549.6846	1678.9032
5.2286392	3425.2783	1461.7474
5.856563	3313.7275	1249.1566
6.5598955	3219.8696	1048.483
7.3476934	3147.5425	865.94562
8.2301006	3099.7136	706.17419
9.2184785	3078.5994	571.89148
10.325555	3085.7332	463.8089
11.565582	3121.9539	380.77032
12.954528	3187.3286	320.13348
14.510277	3281.0225	278.3266
16.252861	3401.1592	251.46178
18.204717	3544.7288	235.88443
20.390979	3707.5603	228.51691
22.839793	3884.3967	226.96767
25.582695	4069.0322	229.41019
28.655	4254.5327	234.34134
32.096266	4433.5015	240.33353
35.950805	4598.4141	245.89964
40.26825	4741.9668	249.50333
45.104188	4857.52	249.70009
50.520887	4939.4624	245.33392
56.588098	4983.5752	235.71745
63.383934	4987.2681	220.72504
70.995906	4949.6616	200.79271
79.522023	4871.5928	176.81773
89.07207	4755.3911	150.00668
99.769008	4604.6455	121.70432
111.75058	4423.8691	93.229416
125.17105	4218.144	65.754814

0.15542152	20.008169	11.36448
0.17408656	40.075947	22.759336
0.19499316	74.498924	42.297337
0.21841049	129.55222	73.524139
0.24464008	212.23911	120.37837
0.27401965	329.61252	186.795
0.30692752	487.95303	276.2308
0.34378738	691.92719	391.19202
0.38507388	943.84576	532.84363
0.43131857	1243.1136	700.76263
0.48311697	1585.9288	892.86987
0.54113599	1965.2567	1105.5391
0.60612268	2371.0862	1333.8568
0.67891382	2790.9526	1571.9775
0.76044666	3210.7112	1813.5122
0.851771	3615.5022	2051.8904
0.95406281	3990.844	2280.6497
1.0686392	4323.7358	2493.6289
1.1969753	4603.6577	2685.0764
1.3407238	4823.3306	2849.6946
1.5017355	4979.1504	2982.6763
1.6820835	5071.248	3079.7688
1.8840901	5103.2002	3137.4219
2.1103562	5081.4521	3153.0083
2.3637954	5014.5889	3125.1177
2.6476709	4912.5176	3053.8555
2.9656379	4785.6533	2941.074
3.3217905	4644.1714	2790.4761
3.7207146	4497.3052	2607.5286
4.1675464	4352.7363	2399.176
4.66804	4216.0762	2173.3855
5.2286392	4090.5076	1938.5754
5.856563	3976.6213	1702.9948
6.5598955	3872.5779	1474.161
7.3476934	3774.5969	1258.4031
8.2301006	3677.7939	1060.5771
9.2184785	3577.2456	883.98511
10.325555	3469.05	730.45313
11.565582	3351.1814	600.54474
12.954528	3223.905	493.80157
14.510277	3089.719	408.97412
16.252861	2952.8474	344.17282
18.204717	2818.4607	296.97159
20.390979	2691.7571	264.47684
22.839793	2577.0776	243.44493
25.582695	2477.1543	230.47707
28.655	2392.5979	222.29387
32.096266	2321.6968	216.04167
35.950805	2260.6064	209.56096
40.26825	2203.916	201.53595
45.104188	2145.4858	191.50291
50.520887	2079.4111	179.70268
56.588098	2000.9252	166.85133
63.383934	1907.0309	153.8632
70.995906	1796.7982	141.62402
79.522023	1671.3159	130.81207
89.07207	1533.3197	121.82148
99.769008	1386.696	114.75353
111.75058	1235.8856	109.45831
125.17105	1085.3597	105.61493

140.20322	3992.8218	40.230515
157.04066	3753.2207	17.347313
175.90016	3504.4084	0
197.02455	3251.0295	0
220.68583	2997.1946	0
247.18867	2746.425	0
276.87431	2501.6387	0
310.125	2265.1638	0
347.36888	2038.7748	0
389.08547	1823.7534	0
435.81197	1620.9412	0
488.14997	1430.8218	0
546.77338	1253.5563	0
612.43706	1089.0706	0
685.98656	937.08649	0
768.36881	797.18359	0
860.64456	668.82831	0
964.002	551.41785	0
1079.772	444.30161	0
1209.4451	346.80704	0
1354.6911	258.25775	0
1517.3801	177.97517	0
1699.607	105.31752	0
1903.718	39.651722	0
2132.3415	0	0
2388.4208	0	0
2675.2538	0	1.0445759
2996.5333	0	3.5441635
3356.396	0	5.8290052
3759.476	0	7.9144697
4210.963	0	9.8120842
4716.6705	0	11.535026
5283.11	0	13.097718
5917.575	0	14.509547
6628.235	0	15.788046
7424.24	0	16.938227
8315.8395	0	17.97711
9314.515	0	18.910324
10433.123	0	19.752346
11686.069	0	20.507044
13089.485	0	21.183771
14661.442	0	21.792553
16422.18	0	22.338505
18394.37	0	22.829172
20603.406	0	23.267927
23077.732	0	23.659443
25849.208	0	24.010874
28953.52	0	24.325752
32430.638	0	24.60746
36325.332	0	24.860611
40687.752	0	25.086105
45574.072	0	25.287611
51047.2	0	25.468384
57177.616	0	25.62875
64044.252	0	25.772917
71735.528	0	25.901163
80350.464	0	26.015696
90000	0	26.120028

140.20322	939.19135	102.81563
157.04066	800.78101	100.62793
175.90016	672.69312	98.659515
197.02455	556.64246	96.591034
220.68583	453.55038	94.184196
247.18867	363.64603	91.291817
276.87431	286.61249	87.846245
310.125	221.73068	83.841316
347.36888	168.01495	79.319748
389.08547	124.31309	74.360176
435.81197	89.423996	69.05677
488.14997	62.137905	63.51387
546.77338	41.307999	57.83004
612.43706	25.878176	52.102001
685.98656	14.89664	46.412769
768.36881	7.5208693	40.83741
860.64456	3.0266898	35.429802
964.002	0.7948913	30.237276
1079.772	0.30618799	25.293085
1209.4451	1.142081	20.621138
1354.6911	2.9371464	16.232233
1517.3801	5.4169197	12.138434
1699.607	8.3516073	8.3334398
1903.718	11.562196	4.814743
2132.3415	14.921821	1.5735458
2388.4208	18.316753	0
2675.2538	21.674759	0
2996.5333	24.93306	0
3356.396	28.060259	0
3759.476	31.023254	0
4210.963	33.810333	0
4716.6705	36.403618	0
5283.11	38.818668	0
5917.575	41.041252	0
6628.235	43.091526	0
7424.24	44.960289	0
8315.8395	46.673714	0
9314.515	48.233448	0
10433.123	49.648258	0
11686.069	50.932495	0
13089.485	52.090504	0
14661.442	53.142563	0
16422.18	54.089684	0
18394.37	54.94191	0
20603.406	55.708881	0
23077.732	56.402748	0
25849.208	57.024025	0
28953.52	57.576618	0
32430.638	58.082928	0
36325.332	58.531536	0
40687.752	58.932453	0
45574.072	59.29047	0
51047.2	59.616367	0
57177.616	59.905811	0
64044.252	60.162674	0
71735.528	60.393627	0
80350.464	60.603054	0
90000	60.788757	0

	01_VZ2	03_VN23	05_VZ6	07_VZ5
T2-Zeit [ms]	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Sw=1	Intensität bei Sw=1
0.05	6.2044E-05	2.90917E-05	2.2271042	3.24745E-05
0.056004654	0.000538105	0.000252311	5.3353357	0.00028165
0.062730427	0.003702086	0.001735865	11.639222	0.001937713
0.070263916	0.02071204	0.009711636	23.356112	0.010840915
0.078702126	0.096343949	0.045174588	43.501087	0.050427619
0.088153709	0.38005468	0.17820364	75.807709	0.19892696
0.098740356	1.294071	0.60677969	124.49512	0.67735595
0.11059839	3.8637052	1.8116895	193.90253	2.022527
0.12388049	10.258474	4.8103805	288.04037	5.3709474
0.13875768	24.525711	11.501534	410.12076	12.845833
0.15542152	53.387707	25.040966	562.12445	27.985239
0.17408656	106.85875	50.137238	744.44556	56.096836
0.19499316	198.38072	93.130585	955.6449	104.40504
0.21841049	344.21591	161.73982	1192.3212	181.88428
0.24464008	561.9848	264.43231	1449.1155	298.74234
0.27401965	868.4455	409.4668	1718.8503	465.59372
0.30692752	1276.8196	603.74829	1992.8103	692.41583
0.34378738	1794.1125	851.6861	2261.1589	987.39618
0.38507388	2418.9146	1154.2477	2513.4849	1355.7695
0.43131857	3140.1084	1508.3541	2739.4368	1798.7322
0.48311697	3936.7683	1906.696	2929.4094	2312.541
0.54113599	4779.3203	2337.9729	3075.2036	2887.9082
0.60612268	5631.8271	2787.5083	3170.604	3509.8367
0.67891382	6455.0439	3238.1533	3211.8101	4158.0112
0.76044666	7209.7549	3671.3723	3197.6951	4807.8135
0.851771	7859.9141	4068.4119	3129.8818	5431.9453
0.95406281	8375.1621	4411.4526	3012.6528	6002.543
1.0686392	8732.5283	4684.6729	2852.71	6493.5796
1.1969753	8917.3086	4875.167	2658.8291	6883.2651
1.3407238	8923.2764	4973.6904	2441.4033	7156.1504
1.5017355	8752.4805	4975.1885	2211.8911	7304.6191
1.6820835	8414.8486	4879.1274	1982.1484	7329.5435
1.8840901	7927.6758	4689.5659	1763.6688	7239.9595
2.1103562	7315.022	4415.0063	1566.7582	7051.8179
2.3637954	6606.8247	4067.9941	1399.7396	6785.9175
2.6476709	5837.6509	3664.5186	1268.3008	6465.3701
2.9656379	5045	3223.1987	1175.0975	6112.9492
3.3217905	4267.2544	2764.3291	1119.6544	5748.7681
3.7207146	3541.3877	2308.7693	1098.5725	5388.666
4.1675464	2900.593	1876.7203	1105.9502	5043.5225
4.66804	2371.8848	1486.4172	1133.96	4719.5322
5.2286392	1973.7336	1152.844	1173.5156	4419.2578
5.856563	1713.8491	886.59851	1214.9818	4143.0508
6.5598955	1587.4716	693.11157	1248.9503	3890.4529
7.3476934	1576.7106	572.34637	1267.0193	3661.1804
8.2301006	1651.4913	519.03705	1262.5615	3455.5029
9.2184785	1772.5784	523.39709	1231.3875	3274.0142
10.325555	1896.5769	572.15021	1172.1979	3116.9685
11.565582	1982.2946	649.73004	1086.7145	2983.4883
12.954528	1997.3387	739.5575	979.43604	2870.9165
14.510277	1923.5688	825.3819	857.0011	2774.5825
16.252861	1760.1217	892.6756	727.27094	2688.0469
18.204717	1523.277	930.02893	598.28961	2603.8262

20.390979	1242.9507	930.35297	477.3028	2514.4019
22.839793	956.53137	891.64545	370.02765	2413.3308
25.582695	701.28973	817.06079	280.21472	2296.2463
28.655	507.08209	714.21454	209.57217	2161.4919
32.096266	390.90637	593.76874	157.9646	2010.3153
35.950805	354.57471	467.65393	123.80071	1846.5331
40.26825	385.66196	347.24551	104.51646	1675.8054
45.104188	461.3306	241.87703	97.037476	1504.6444
50.520887	553.66821	157.90642	98.192696	1339.4235
56.588098	635.28467	98.400566	105.01403	1185.5203
63.383934	683.76422	63.368496	114.93328	1046.7944
70.995906	684.47449	50.364311	125.87637	925.36163
79.522023	631.43018	55.296459	136.30321	821.71191
89.07207	526.55579	73.235992	145.14659	734.96783
99.769008	377.90482	99.119537	151.76691	663.30591
111.75058	197.38657	128.31039	155.86435	604.35742
125.17105	0	156.90556	157.39714	555.57544
140.20322	0	181.9176	156.50386	514.51337
157.04066	0	201.3026	153.44824	479.01364
175.90016	0	213.87349	148.54193	447.2951
197.02455	0	219.17613	142.1362	417.98224
220.68583	0	217.31387	134.57774	390.10004
247.18867	0	208.82307	126.19158	363.00562
276.87431	0	194.4828	117.25772	336.32727
310.125	0	175.23325	108.03252	309.91644
347.36888	0	152.06848	98.724411	283.75095
389.08547	0	125.94569	89.498138	257.91821
435.81197	0	97.776619	80.492584	232.55602
488.14997	0	68.35527	71.806114	207.81931
546.77338	0	38.384499	63.518597	183.86719
612.43706	0	8.4390545	55.67078	160.83205
685.98656	0	0	48.297665	138.84062
768.36881	0	0	41.419174	117.97979
860.64456	0	0	35.026295	98.299965
964.002	0	0	29.115574	79.852356
1079.772	0	0	23.680574	62.639275
1209.4451	0	0	18.689455	46.651436
1354.6911	0	0	14.126211	31.869579
1517.3801	0	0	9.9659567	18.248999
1699.607	0	0	6.1826997	5.731966
1903.718	0	0	2.744823	0
2132.3415	0	0	0	0
2388.4208	0	0	0	0
2675.2538	0	0	0	0
2996.5333	0	0	0	0
3356.396	0	0	0	0
3759.476	0	0	0	0
4210.963	0	0	0	0
4716.6705	0	0	0	0
5283.11	0	0	0	0
5917.575	0	0	0	0
6628.235	0	0	0	0
7424.24	0	0	0	0
8315.8395	0	0	0	0
9314.515	0	0	0	0

Kapillardruckwerte

VZ5 1.1	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.004	0.952
0.014	0.935
0.025	0.927
0.050	0.919
0.080	0.919
0.118	0.911
0.150	0.903
0.190	0.895
0.230	0.887
0.268	0.843
0.304	0.806
0.361	0.758
0.496	0.693
0.701	0.641
0.993	0.572
1.400	0.528
1.775	0.492

VZ5 2.1	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.016	0.743
0.060	0.716
0.152	0.689
0.253	0.689
0.319	0.648
0.422	0.567
0.599	0.479
0.986	0.419
1.786	0.392

VZ5 3.1	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.020	0.879
0.062	0.871
0.150	0.845
0.199	0.793
0.300	0.634
0.405	0.535
0.633	0.475
0.991	0.440
1.400	0.423
1.800	0.397

VZ4 4.1	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.010	0.901
0.023	0.873
0.050	0.752
0.075	0.620
0.098	0.549
0.149	0.491
0.250	0.430
0.500	0.372
0.895	0.331
1.375	0.296
1.784	0.250

VN3 5.1	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.004	0.961
0.009	0.947
0.019	0.921
0.041	0.874
0.070	0.674
0.090	0.574
0.118	0.521
0.170	0.474
0.297	0.405
0.499	0.371
0.897	0.331
1.378	0.303
1.757	0.253

VZ5 1.2	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.010	0.869
0.025	0.853
0.050	0.836
0.100	0.828
0.150	0.812
0.188	0.754
0.230	0.730
0.270	0.689
0.310	0.631
0.500	0.500
0.700	0.435
1.000	0.402
1.400	0.361
1.800	0.320

VZ5 2.2	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.015	0.797
0.025	0.785
0.040	0.772
0.078	0.759
0.120	0.759
0.160	0.759
0.210	0.734
0.260	0.721
0.300	0.696
0.340	0.645
0.400	0.582
0.600	0.569
0.950	0.506
1.406	0.506
1.790	0.481

VZ5 3.2	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.006	0.905
0.013	0.896
0.021	0.879
0.040	0.871
0.062	0.853
0.140	0.836
0.190	0.776
0.250	0.698
0.320	0.638
0.500	0.534
0.700	0.491
1.000	0.439
1.400	0.413
1.800	0.387

VZ4 4.2	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.005	0.961
0.010	0.950
0.020	0.939
0.040	0.906
0.085	0.617
0.135	0.500
0.200	0.456
0.400	0.395
0.700	0.312
1.000	0.262
1.400	0.228
1.800	0.167

VNZ3 5.2	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.035	0.943
0.050	0.918
0.070	0.893
0.092	0.855
0.125	0.761
0.150	0.685
0.195	0.610
0.251	0.515
0.350	0.462
0.600	0.408
1.000	0.351
1.400	0.317
1.800	0.282

2352C	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.016	0.773
0.027	0.672
0.040	0.554
0.066	0.463
0.123	0.409
0.400	0.240
0.802	0.204
1.278	0.145
1.810	0.136

2480A	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.019	0.885
0.027	0.794
0.044	0.771
0.070	0.736
0.089	0.679
0.122	0.576
0.163	0.507
0.197	0.450
0.318	0.335
0.620	0.255
1.270	0.209
1.839	0.186

1471A	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.018	0.863
0.027	0.824
0.046	0.775
0.070	0.658
0.084	0.579
0.111	0.491
0.150	0.442
0.301	0.335
0.596	0.306
1.204	0.266
1.786	0.247

1362C	
Pc [MPa]	Sw [-]
0.000	1.000
0.016	0.708
0.029	0.584
0.045	0.441
0.080	0.362
0.145	0.257
0.400	0.190
0.802	0.156
1.278	0.130
1.810	0.107

Anhang II – Formeln und Funktionen des Correlation Module

Formeln

Normalized Saturation

$$S_{wD} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{gc}} \quad (1)$$

Calculated Capillary Pressures

$$P_{c,calc} = P_d \cdot S_{wD}^{-1/\lambda} \quad (2)$$

Leverett Values

$$J(S_{wD}) = \frac{P_c(S_{wD})}{\sigma \cdot \cos \vartheta} \cdot \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (3)$$

Calculated Leverett Values

$$J_{calc}(S_{wD}) = \frac{P_{c,calc}(S_{wD})}{\sigma \cdot \cos \vartheta} \cdot \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (4)$$

Relative Gas Permeability

$$k_{rg}(S_{wD}) = k_{rg}(S_{wi}) \cdot (1 - S_{wD})^2 (1 - S_{wD}^{\frac{2}{\lambda}+1}) \quad (5) \quad (\text{Corey \& Brooks})$$

End Point Gas Permeability

$$k_{rg}(S_{wi}) = \left(1 - \frac{S_{wi}}{0.7}\right)^{1.5} \cdot (1 - S_{wi}^2) \quad (6) \quad (\text{Sampath \& Keighin})$$

Relative Water Permeability

$$k_{rw}(S_{wD}) = k_{rw}(S_{gc}) \cdot S_{wD}^{\frac{2}{\lambda}+3} \quad (7)$$

End Point Water Permeability

$$k_{rw}(S_{gc}) = \frac{k_w}{k_a} \cdot \left(\frac{1 - S_{gc} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^4 \quad (8) \quad (\text{Ward \& Morrow})$$

In-situ Gas Permeability

$$k_{rg}, \sigma = a \cdot (1 - S_{gc} - S_w)^2 \cdot \left(1 - b \cdot (S_w - S_{wi})^{\frac{2}{\lambda}+1} \right) \quad (10)$$

$$a = k_{rg}(S_{wi}) \cdot (1 - S_{wi} - S_{gc})^{-2}$$

$$b = (1 - S_{wi} - S_{gc})^{-(\frac{2}{\lambda}+1)}$$

In-situ Water Permeability

$$k_{rw}, \sigma = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^4 \cdot \frac{k_w, \sigma}{k_g, \sigma} \quad (11) \quad (\text{Ward \& Morrow})$$

In-situ Water Permeability

$$k_{rw}, \sigma = c \cdot (S_w - S_{wi})^{\frac{2}{\lambda} + 3} \quad (12) \quad (\text{Corey \& Brooks})$$

$$c = k_{rw}(S_{gc}) \cdot (1 - S_{wi} - S_{gc})^{-(\frac{2}{\lambda} + 3)}$$

Relative Gas Permeability, Friction Controlled

$$k_{rg}(S_{wD}) = k_{rg}(S_{wi}) \cdot (1 - S_{wD})^{\frac{2}{\lambda} + 1} \quad (13) \quad (\text{Reitenbach \& Pusch})$$

Relative Gas Permeability, Imbibition

$$k_{rg} = S_{gF}^{*2} \cdot \left(1 - (1 - S_{gF}^*)^{\frac{2}{\lambda} + 1} \right) \quad (14) \quad (\text{Land})$$

$$S_{gF}^* = \sqrt{2 \cdot (S_g^* - S_{gr}^*)}$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wi}} \quad S_{gr}^* = S_{gi}^* - \frac{1}{2} \cdot S_{gi}^{*2}$$

Relative Water Permeability, Imbibition

$$k_{rw} = S_w^{*4} + S_w^{*2} \cdot \left(\left(2S_w^* + S_{gt}^* - \frac{2}{1 - (S_{gr}^*)_{\max}} \right) \cdot S_{gt}^* - \frac{2}{C} \cdot \ln \frac{(S_{gr}^*)_{\max}^2 \cdot (S_w^* + S_{gt}^*)}{S_{gt}^*} \right) \quad (15) \quad (\text{Land})$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad S_w = 1 - S_g \quad S_{gt}^* = S_g^* - S_{gF}^*$$

$$C = \frac{1}{(S_{gr}^*)_{\max}} - 1 \quad (S_{gr}^*)_{\max} = \left(\left(\frac{1}{S_{gr}^*} - \frac{1}{S_{gi}^*} \right) + 1 \right)^{-1} \quad S_{gi}^* = 1 - S_{wi}$$

Korrelationsfunktionen

Correlation: Porosity – Permeability

correlation:	phi - ka		
name:	A		
formula:	$k_a = 0.0041 \cdot \exp(0.4617 \cdot \phi_{He})$	R²:	
range phi:	5 – 20 %	range ka:	0.05 – 80 mD
cement:	clay – quartz – mixture		
comment:	fine grained Rotliegend Sdst., Germany; Tight Gas Reservoir		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9; Simulation of the production behaviour		

correlation:	phi - ka		
name:	A1		
formula:	$k_a = 0.0021 \cdot \exp(0.4617 \cdot \phi_{He})$	R²:	
range phi:	5 – 20 %	range ka:	0.05 – 50 mD
cement:	clay – dominated		
comment:	fine grained Rotliegend Sdst., Germany; Tight Gas Reservoir		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9; Simulation of the production behaviour		

correlation:	phi - ka		
name:	A2		
formula:	$k_a = 0.01 \cdot \exp(0.4617 \cdot \phi_{He})$	R²:	
range phi:	5 – 20 %	range ka:	0.05 – 50 mD
cement:	quartz - dominated		
comment:	fine grained Rotliegend Sdst., Germany; Tight Gas Reservoir		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9; Simulation of the production behaviour		

Correlation: Irreducible Water Saturation – Permeability

correlation:	Swi - ka		
name:	A		
formula:	$S_{wi} = 0.179 \cdot k_a^{-0.256}$	R²:	
range phi:		range ka:	
cement:			
comment:	Medina – Mesaverde - Frontier Sdst; labor conditions		
source:	Byrnes; Reservoir Characteristics of Low-Permeability Sdst. In the Rocky Mountains; The Mountain Geologist 34(1):37-48; Jan 1997		

correlation:	Swi - ka		
name:	B		
formula:	$S_{wi} = 0.348 \cdot k_a^{-0.117}$	R²:	0,7838
range phi:		range ka:	0.05 – 50 mD
cement:	clay – quartz - mixture		
comment:	Rotliegend Sdst.		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9; Sept. 2003		

Correlation: Irreducible Water Saturation - Porosity

correlation:	Swi - phi		
name:	C		
formula:	$S_{wi} = 0.5934 \cdot \exp(-0.0478 \cdot \phi_{He})$	R²:	0.5178
range phi:	5 – 20 %	range ka:	
cement:	clay – quartz - mixture		
comment:	Rotliegend Sdst.		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9; Sept. 2003		

Correlation: Gas Permeability – Water Permeability

correlation:	kw - ka		
name:	A		
formula:	$k_w = k_a^{(1.32)}$	R²:	
range phi:	4 – 11 %	range ka:	ka < 1 mD
cement:			
comment:	Mesaverde-Frontier Sdst.; low permeable Gas Sdst.; stress conditions (35MPa)		
source:	Jones&Owens; A laboratory Study of Low-Permeability Gas Sands; JPT Sept.1980		

correlation:	kw - ka		
name:	B		
formula:	$k_w = 0.1373 \cdot k_a^{(1.2533)}$	R²:	0.9704
range phi:		range ka:	0.0005 – 50 mD
cement:			
comment:	Rotliegend Sdst., Germany; standard conditions		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9; Sept. 2003		

correlation:	kw - ka		
name:	C		
formula:	$k_w = 0.147 \cdot k_a^{(1.2645)}$	R²:	0.9241
range phi:		range ka:	
cement:			
comment:	Rotliegend Sdst., Germany; standard conditions		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-7; Mai 2003		

correlation:	kw - ka		
name:	D		
formula:	$k_w = 0.09 \cdot k_a^{(1.2645)}$	R²:	
range phi:		range ka:	0.05 – 1 mD
cement:	clay – dominated		
comment:	Rotliegend Sdst., Germany; standard conditions		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9; Sept. 2003		

correlation:	kw - ka		
name:	E		
formula:	$k_w = 0.24 \cdot k_a^{(1.2645)}$	R²:	
range phi:		range ka:	0.05 – 1 mD
cement:	quartz – dominated		
comment:	Rotliegend Sdst., Germany; standard conditions		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9; Sept. 2003		

Correlation: Stress dependent Klinkenberg Permeability– absolute Permeability

correlation:	ka,σ - ka		
name:	A		
formula:	$k_{a,\sigma} = 2.638 \cdot \sigma_{eff}^{-0.864} \cdot k_a^{(0.63 \cdot \sigma_{eff}^{0.36})}$	R²:	
range phi:		range ka:	
cement:			
comment:	Rotliegend Sdst., Germany		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9/4-2, March 2008		

correlation:	ka,σ - ka		
name:	A2		
formula:	$k_{a,\sigma} = 0.742 \cdot \sigma_{eff}^{-0.055} \cdot k_a^{(0.74 \cdot \sigma_{eff}^{0.218})}$	R²:	
range phi:		range ka:	
cement:			
comment:	Rotliegend Sdst., Germany, Re-Consolidated		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9/4-3, April 2010		

Correlation: Stress dependent Water Permeability – absolute Permeability

correlation:	kw,σ - ka		
name:	B		
formula:	$k_{w,\sigma} = 0.284 \cdot \sigma_{eff}^{-0.771} \cdot k_a^{(0.891 \cdot \sigma_{eff}^{0.318})}$	R²:	
range phi:		range ka:	
cement:			
comment:	Rotliegend Sdst., Germany		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9/4-2, March 2008		

Correlation: Stress dependent permeability – stress dependent specific Water Permeability

correlation:	kw,σ – ka,σ		
name:	C		
formula:	$k_{w,\sigma} = 0.1618 \cdot k_{a,\sigma}^{(1.1504)}$	R²:	
range phi:		range ka:	
cement:			
comment:	Rotliegend Sdst., Germany		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9/4		

Correlation: End-point Gas Permeability – stress dependent absolute Gas Permeability

correlation:	kg,Swi,σ – ka,σ		
name:	D		
formula:	$k_{g,Swi,\sigma} = 0.752 \cdot k_{a,\sigma}^{(1.808)}$	R²:	
range phi:		range ka:	
cement:			
comment:	Rotliegend Sdst., Germany		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9/4-2, March 2008		

Correlation: Levrett-J-function – normalized Saturation

correlation:	J(SwD) – SwD		
name:	A		
formula:	$J(SwD) = 0.1548 \cdot SwD^{(-1.1414)}$	R²:	
range phi:		range ka:	
cement:			
comment:	Rotliegend Sdst., Germany		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9/4		

Correlation: Displacement threshold Pressure – absolute Permeability

correlation:	Pd – ka		
name:	A		
formula:	$p_d = 0.0886 \cdot k_a^{(-0.693)}$	R²:	
range phi:		range ka:	
cement:			
comment:	Rotliegend Sdst., Germany		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9/4		

Correlation: Threshold Pressure – absolute Permeability

correlation:	Pth – ka		
name:	A1		
formula:	$p_{th} = 0.0509 \cdot k_a^{(-0.43)}$	R²:	
range phi:		range ka:	
cement:			
comment:			
source:	Thomas et al., Threshold Pressure Phenomena in porous Media, SPEJ, June 1969		

correlation:	Pth – ka		
name:	A2		
formula:	$p_{th} = 0.99 \cdot k_a^{(-0.43)}$	R²:	
range phi:		range ka:	
cement:			
comment:	Low permeable Sdst., drainage		

source:	Thomas et al., Threshold Pressure Phenomena in porous Media, SPEJ, June 1968
----------------	--

Correlation: Biot-coefficient – Overburden Stress/Pore Pressure

correlation:	$\alpha - \sigma_{tot}/p$		
name:	A		
formula:	$\alpha = 0.85 \cdot (\sigma_{tot} / p)^{-0.2}$	R²:	
range phi:	$\leq 7\%$	range ka:	ka < 0.2 mD
cement:			
comment:	Low permeable Rotliegend Sdst., Germany		
source:	DGMK Forschungsbericht 593-9/4-3, April 2010		